ESCUELA SUPERIOR
POLITECNICA DEL LITORAL
Departamento de
Geología, Minas y Petróleos

Análisis y Diseño de Operaciones de Cementación y Completación de Pozos Petrolíferos

Tesis de Grado

Previa a la obtención del Título de
INGENIERO DE PETROLEO

Presentada por:

Medardo Vargas Velásquez

Guayaquil - Ecuador

1978

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA DE GEOLOGIA, MINAS Y PETROLEO

TESIS DE GRADO

"ANALISIS Y DISEÑO DE OPERACIONES DE CEMENTACION Y COMPLETACION DE POZOS PETROLIFEROS"

PREVIA A LA OBTENCION DEL
TITULO DE
INGENIERO DE PETROLEO

PRESENTADA POR:

MEDARDO B. VARGAS VELASQUEZ

GUAYAQUIL-ECUADOR 1.978

"ANALISIS Y DISEÑO DE OPERACIONES DE CEMENTACION Y COMPLETACION DE POZOS PETROLIFEROS"

DIRECTOR DE TESIS

ING. BOLIVAR MIRANDA A.

AUTOR

MEDARDO B. VARGAS V.

DECLARACION EXPRESA:

DECLARO QUE: Hechos, ideas y doctrinas expuestos en esta tesis son de mi exclusiva responsabilidad, y que el patrimonio intelectual de la misma corresponde a la Escuela Superior Politécnica del Litoral.

(Reglamento de Exámenes y Títulos Profesionales de la ESPOL)

AGRADECIMIENTO

A la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL. Por los conocimientos adquiridos y que me han servido de sólida base para la realización de este trabajo.

A todos los profesores y quienes de una u otra forma contribuyeron intelectual y moralmente con mi educación.

A mi amiga Cecilia Pazmiño, por su gran cooperación en mi vida politécnica.

A mis compañeros de promoción

Es necesario presentar mi reconocimiento de gratitud a la Compañía MARAVEN S.A. de VENEZUELA por su valioso asesoramiento durante mi entrenamiento profesional realizado en el Lago de Maracaibo.

A mi amigo y Director de Tesis INGENIERO BOLIVAR MIRANDA A. por la valiosa colaboración durante la realización de esta tesis.

DEDICATORIA

A mis queridos padres
MEDARDO Y TERESA
en homenaje a sus grandes
esfuerzos para el logro de
mi formación profesional.

Para mis adoradas ANGELITAS
Esposa e Hija
por su abnegable sacrificio
para la culminación de esta
tesis.

A mis hermanos
BEATRIZ y LUIS

A mis familiares

"ANALISIS Y DISEÑO DE OPERACIONES DE CEMENTACION Y COMPLETACION DE POZOS PETROLIFEROS"

C O N T E N I D O

RESUMEN

En este trabajo se presenta el análisis general que tiene que realizarse en una operación de cementación y completación de pozos petrolíferos. Expone además un tipo de diseño especial de completación haciendo uso de herramientas controladoras de presión.

Con respecto al capítulo de cementación se hace un análisis detallado de los factores que afectan al cemento y de los aditivos que se utilizan en un pozo de petróleo o de gas por las distintas características que presenta la formación.

En las operaciones de completación que se detallan se usan los métodos de liner ranurado y revestidor perforado. En la actualidad son los métodos que más se utilizan, especialmente por su economía y por la seguridad de producir intervalos selectivamente.

Los Apéndices que se presentan en este trabajo, son complementarios y de mucha utilidad para las operaciones de cementación y completación de pozos.

INTRODUCCION

En la industria del petróleo entre las operaciones que más inciden en la producción futura de un campo de petróleo o de gas son la cementación y completación de un pozo. Además también tenemos que hacer notar que la inversión de estos trabajos es de mas o menos el 50% del gasto total que se realiza en un pozo.

En los diseños de las operaciones de cementación y completación deben tomarse todas las precauciones del caso ya que se trata de obtener una gran eficiencia y mayor duración de los trabajos a fin de evitar futuras reparaciones que significan inversiones muy costosas.

Debido a los problemas que se han presentado en distintos campos ha habido la necesidad de perfeccionar los equipos y técnicas de cementación y completación, esto es, para lograr una mayor eficiencia y economía en la ejecución de estos trabajos.

El diseño de completación que presenta este trabajo, es uno de los adelantos de la Industria petrolera, Esto es, porque cada vez la búsqueda del petróleo se la realiza a más profundidades donde por lo general las condiciones del pozo son diferentes y de mayor riesgo que en el caso de pozos superficiales.

I. REVISION DE LITERATURA

Posiblemente fueron los Chinos quienes efectuaron las primeras actividades para hacer producir los pozos que perforaron muchos años antes de Cristo.

El comienzo de la era petrolera, se inició en el pozo perforado por el Coronel Drake[1] en 1859 hasta ± 69 pies. La presencia de arenas compactas no permitió el derrumbe de las paredes del pozo. Para sellar los estratos acuíferos superficiales se usó una tubería conductora corta de madera o de hierro.

Con el adelanto de las perforaciones y el aumento en profundidad, comenzaron los problemas de presencia de formaciones acuíferas. El primer método efectivo para controlar el agua fue el uso de un saco de semilla de lino adherido al eductor y asentado sobre la zona petrolífera.

Posteriormente en 1860 se empezó a usar el sistema de dos tuberías, una de las cuales anclaba en la cima de la arena como tubería de revestimiento permanente y la otra de diámetro más pequeño era introducida hasta el fondo, siendo utilizada para la extracción de aceite.

En general, los productores de petróleo se vieron en la necesidad de introducir mejoras y equipos resistentes, a fin de extraer cada vez más petróleo de mayores profundidades. Esta condición condujo a algunos avances en los diseños y construcción, basados en información técnica.

John R. Hill[1] en 1871 indicaba que "tan pronto como la perforación hubiese pasado los acuíferos, debería introducirse al pozo suficiente cantidad de cemento hidráulico que endureciese el contacto con el agua".

En las décadas de 1900 - 1920 se hicieron invenciones y adelantos en los mecanismos operacionales tales como:

- En 1903 se usó por primera vez el cemento Portland.
- Frank F. Hill de la Union Oil Corporation de California, mezcló 50 sacos de cemento portland y lo soltó en el pozo con una cuchara de su diseño antes de asentar la tubería en el fondo.
- En 1905 se modificó el método anterior, bajando primero el revestimiento seguido de cemento, que era bombeado por tubería de diámetro más pequeño al revestidor y con un empacador asentado al fondo del revestidor.
- En 1912 Baker inventó su primer retenedor o tapón de cemento.
- Halliburton en 1920 fundó su propia compañía de servicio

e introdujo el mezclador tipo Jet para cemento. Así como un medidor para comprobar la profundidad del tapón.

- Se comenzaron los estudios para elevar grandes cantidades de fluído por extracción artificial.

La cementación se propagó rápidamente y fue aceptada como práctica en la mayoría de los campos donde había dificultades para aislar los acuíferos de las arenas productoras.

H.F. W. Taylor[4] indicó que todo avance en la fabricación de los nuevos cementos, debe estar respaldado por algún trabajo fundamental sobre la química de los procesos de calcinación y también, de las reacciones que ocurren cuando los cementos se hidratan.

Se han ideado muchos métodos diferentes para lograr inserción del cemento al pozo. Un método primitivo fue el de bajar cemento en cubetas especialmente construídas que se vaciaban al llegar al fondo. Los métodos posteriores hicieron uso de tuberías de producción auxiliares de las cuales se bombeaba el cemento al fondo del pozo de acuerdo a los métodos más modernos que se usan en la actualidad; el cemento se bombea directamente a través de la tubería de revestimiento.

En los años más recientes, los cementos de menos resisten cia se han aceptado en la Industria petrolera. Esto se debe en parte a las investigaciones realizadas, donde se demostró que la resistencia mínima requerida para la cementación de un revestidor primario era de sólo 8 Lpc de resistencia tensional (Aproximadamente 100 Lpc de resistencia a la compresión): Esta información se obtuvo bajo condiciones más o menos ideales. Se cree que aproximadamente 500 Lpc de resistencia compresiva, según el código 32 de API [5] puede considerarse como la resistencia mínima requerida; hay quienes piensan que 100 Lpc de resistencia compresiva es suficiente.

N.C. Ludwing [7] mencionó que la concentración de sales en solución de ciertos productos químicos inorgánicos aumenta en la fase líquida de la lechada, y consecuentemente aceleran el tiempo de fraguado.

El objetivo básico de la cementación de la tubería de revestimiento, es la colocación de una lechada de cemento no contaminada en la posición debida en el espacio anular entre la tubería y el agujero, de tal manera que se logre un sello efectivo e impermeable entre la formación y la tubería.

El Boletín Técnico de ARPEL [8] indica que si consideramos formaciones muy permeables, se utiliza una lechada de cemento con pérdida de fluído similar al lodo de perforación, a fin de evitar la deshidratación a través de la formación. Es práctica usual verificar la reología del cemento durante la cementación, procurando tener un punto cedente bajo, preferiblemente cero y una viscosidad plástica alta, de alrededor de 50 cps.

Para evitar sorpresas en la disminución de las características del cemento se hacen pruebas pilotos con el cemento disponible en el pozo con diferentes concentraciones de aditivos.

Algunas compañías para el diseño de sus revestidores se basan principalmente en un compromiso entre costos de los tipos de levantamiento artificial a usarse, eficiencia de separación de gas, (a mayor tamaño mejor separación), viscosidad del crudo, grado de agotamiento del yacimiento y longitud de la sección productora, etc.

Hubert M.K. y Willis D.G.[12] en un estudio teórico sobre fracturamiento hidráulico en conexión con los estados de fuerzas tectónicas y cizallamiento en el subsuelo, llegaron a la siguientes conclusiones:

a) El plano de fractura es siempre perpendicular a la dirección de menor fuerza.

b) En áreas tectónicas resquebrajadas y donde un sistema de fallas normales está presente, la menor resistencia estará siempre horizontal; por consiguiente, el plano de fractura será vertical y las presiones de fracturamiento serán menores que las geostáticas.

c) En áreas no tectónicamente relajadas, y donde un sistema de fallas por empuje y sobre corrimiento predomina, la menor resistencia estará siempre vertical, por consiguiente el plano de fractura será horizontal y las presiones de fracturamiento iguales o mayores que la presión geostática.

Craft, Holden y Graves[10] establecen una relación entre los estados de fuerzas tectónicas contra el plano de fractura y dice: "como una regla general el plano de fractura es vertical si las presiones de fracturamiento son de gradiente menor o igual a 0.7 lpc/pie y horizontal si son mayores o igual a 1.0 lpc/pie.

Mc Cray & Cole[7] señalan que las operaciones de cementación y completación de los pozos petroleros es una práctica universal que resulta exitosa cuando se hace una selección adecuada del equipo y una interpretación técnica satisfactoria.

Artículos importantes se han publicado sobre el tema de cambio de presión asociados con movimientos de tubería. En 1934 George E. Cannon[14] presentó al Instituto Americano del Petróleo (API) un artículo titulado "Cambio en la presión Hidrostática debido a la operación de sacar tubería de perforación del agujero" el cual cita el estudio de 27 reventones que ocurrieron en la perforación de 891 pozos.

Goins y otros[14] en 1951 hicieron investigación en un total de cuarenta y cinco pozos donde se presentaban pérdidas de fluído. También estudiaron las variaciones de presión en el momento de la perforación.

G.C. Howart y J.B. Clark[14] establecieron que cuando se utiliza regimen de flujo turbulento, se obtiene un desplazamiento más efectivo del lodo en el espacio anular, lográndose por consiguiente, una mayor adherencia entre el cemento y la pared del agujero.

Sin embargo, debido a las altas presiones requeridas para obtener flujo turbulento, la aplicación de esta técnica queda limitada a formaciones cuyo gradiente de presión de fractura es mayor que el gradiente de presión de cementación, así como la disponibilidad de equipo con capacidad suficiente para llevar a cabo la operación.

II. CONSIDERACIONES TEORICAS

2.1. CEMENTACION DE POZOS

.1.1. Fundamentos básicos

a) Fabricación y Composición del cemento

El cemento portland es el constituyente principal de la mayoría de los materiales de cementación. Su nombre tuvo origen en las piedras de construcción que se encontraron en la isla de Portland, cerca de las costas de Inglaterra.

El conocimiento que se tiene sobre la fabricación del cemento Portland consiste en preparar determinadas proporciones de una mezcla de barro (arcilla o lutita) y caliza (CO_3 Ca), u otro material con un alto contenido de carbonato de calcio. Estos materiales se trituran muy finos y luego se calientan en un horno a 2.600 - 2.800°F. La escoria no posee propiedades hidráulicas hasta que se muele finamente. Durante el proceso de molienda, se agrega sulfato de calcio (yeso) para producir el cemento portland.

El cemento portland producido por el método explicado, generalmente está compuesto de una mezcla de óxido de calcio (CaO); óxido de aluminio, (Al_2O_3), bióxido de silicio (SiO_2), óxido de magnesio (MgO); óxido férrico, (Fe_2O_3); y trióxido de azufre (SO_3).

Estos óxidos se combinan en forma de:

Silicato tricálcico (3 CaO SiO_2), compuesto que le proporciona resistencia al cemento.

Silicato dicálcico (2CaO SiO_2) este componente le da un aumento gradual de resistencia en un período de tiempo - largo, también es un compuesto de lenta hidratación.

Aluminato tricálcico (3CaO Al_2O_3) es un compuesto que permite una hidratación rápida y por este mismo hecho su función también es la de controlar el fraguado inicial y el tiempo de espesamiento.

Ferro aluminato tetracálcico (4CaO Al_2O_3 Fe_2O_3) este compuesto es el que aumenta la temperatura del cemento. Hay que tener precaución con el exceso de óxido de hierro (Fe_2O_3) ya que puede producir un aumento en la cantidad de ferro aluminato tetracálcico y una disminución del aluminato tricálcico.

El trialuminato penta cálcico (5CaO 3Al_2O_3) y la ferrita dicálcica (2 CaO Fe_2O_3), pueden también estar presente - pero no son constituyentes esenciales. A estos componentes podríamos agregar óxido de potasio (K_2O); óxido de sodio (Na_2O); óxido de manganeso (MN_2O_3); y talvez otros óxidos que se encuentran frecuentemente presentes como impurezas hasta en cantidades de 2%.

Generalmente todos los cementos tienen un mismo proceso de fabricación y composiciones muy semejantes, pero en proporciones diferentes. La cantidad de agua que se requiere para el cemento varía según lo fino de la molienda y el área específica superficial. La distribución típica del tamaño de las partículas de cemento es tal, que el 85% pasa a través de una malla de 325; 90% a través de malla de 200 y 100% a través de malla de 150.

Dependiendo de las condiciones del pozo y del destino que se dará al cemento, los procesos de fabricación pueden regularse para producir un cemento de fraguado lento, o uno de fraguado rápido, un cemento de alta resistencia inmediata, o uno que sea resistente a la influencia de las aguas subterráneas sulfatadas, o a las altas temperaturas de la tierra.

En 1955 el Instituto Americano del Petróleo (API) basándose en experimentos de laboratorio hizo una normalización de los cementos para pozos de petróleo. Su clasificación hace designaciones de clases basadas en el tiempo de espesamiento y la profundidad para la cual se recomienda cada clase de cemento (Fig. 1), y al tipo de resistencia, a saber: resistencia regular y resistencia a los sulfatos.

CLASES API DE CEMENTO
Fig - 1

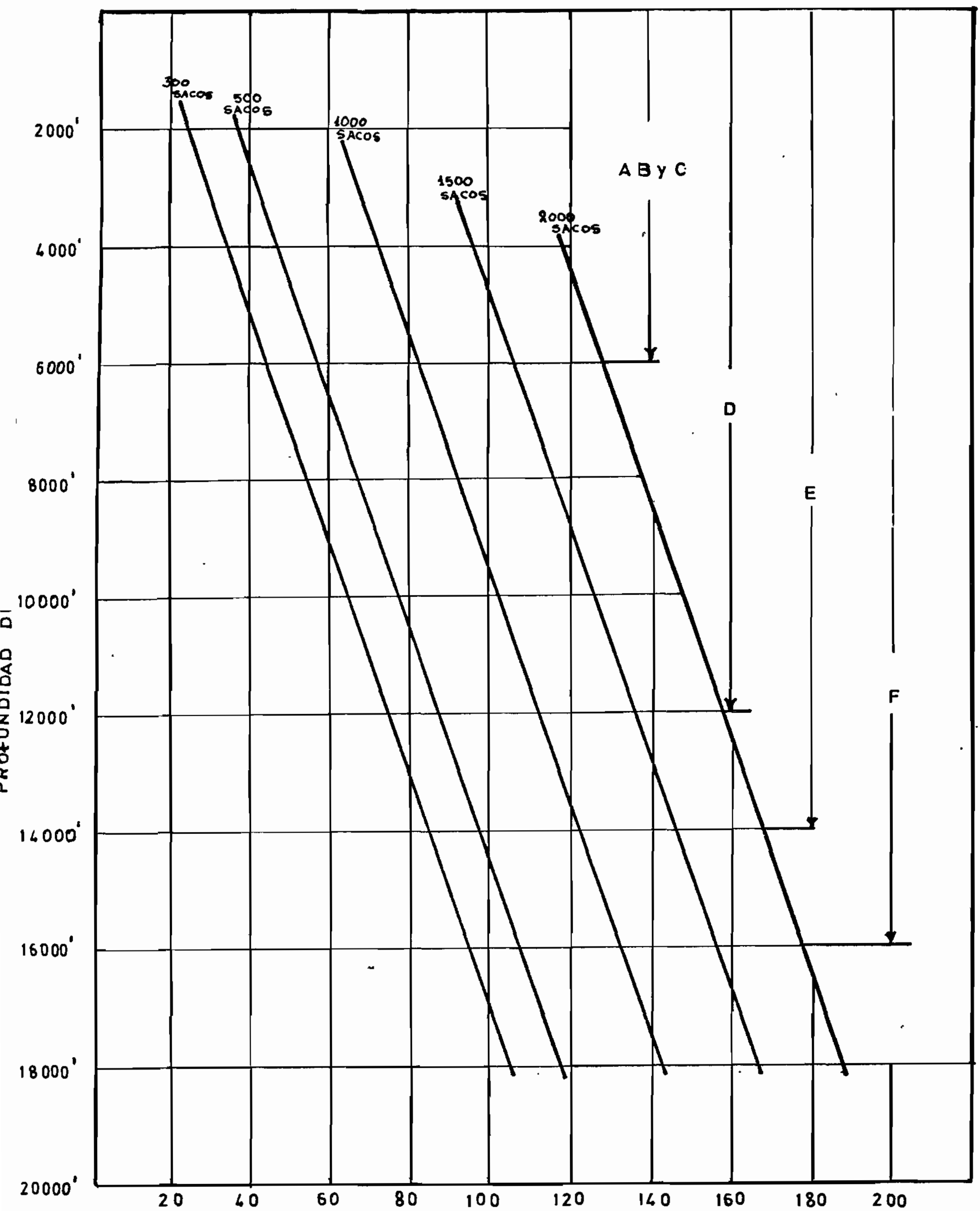


FIG - 1 TIEMPO DE ESPESAMIENTO , MINUTOS

CUADRO

CLASIFICACION DE CEMENTOS

CEMENTOS API

TIPO	TEMPERATURA °F	PROFUNDIDAD Pies	USOS Y COMENTARIOS
Clase "A"	170°	0 - 6000	Es el más común. Generalmente se usa cuando no se desean propiedades especiales. Es similar al tipo I, C-150 de la A.S.T.M. (American Society for Testing Material).
Clase "B"	170°	0 - 6000	Está preparado para ajustarse a especificaciones menos rígidas que los otros cementos. Contiene un alto porcentaje de aluminato tricálcico, lo que lo hace vulnerable al deterioro de las aguas subterráneas sulfatadas. Es similar al tipo II, C-150 (ASTM).
Clase "C"	170°	0 - 6000	Se usa en pozos que requieran alta resistencia temprana. Sus granos son sumamente finos. Tiene similitud con el tipo III, C-150 (ASTM)

(Cont.)

TIPO	TEMPERATURA °F	PROFUNDIDAD Pies	USOS Y COMENTARIOS
Clase "D"	170 - 230	6000 - 10000'	Es un tipo de cemento retardador usado en condiciones de: temperatura alta moderada y de presión alta moderada. La propiedad retardadora se la consigue agregando compuestos orgánicos o también si al cemento se lo muele a grano grueso.
Clase "E"	170 - 240	6000 - 14000	Es otro tipo de cemento retardador con propiedades semejantes al anterior mencionado. Se usa a grandes profundidades y altas temperaturas.
Clase "F"	200 - 320	10000 - 16000	Se usa cuando hay que mezclar y colocar grandes cantidades de cemento en pozos profundos. (Altas temperaturas).
Clase "G"	170 - 200	2000 - 8000	Son preparados con especificaciones químicas y físicas más estrictas, lo que trae como resultado un producto más uniforme. Son compatibles con aceleradores y retardadores. Se lo llama "cementos básicos", y es similar en su composición química al Clase "B".

(Cont.)

TIPO	TEMPERATURA °F	PROFUNDIDAD Pies	USOS Y COMENTARIOS
Clase "H"	170 - 200	2000 - 8000	Sus propiedades son semejantes al Clase "G". Puede reemplazar a cualquiera de los anteriormente mencionados (Clase A-Clase E).

CUADRO SINOPTICO II

CLASIFICACION DE CEMENTOS

CEMENTOS ESPECIALES

TIPO	OBJETIVO	COMPONENTES	COMENTARIOS
Cemento bentonítico	Reducir: Peso específico de la lechada y costos de material.	Cemento y Bentonita en distinto porcentaje.	Tienen la ventaja de reducir la pérdida de agua (100 cc en 30 min.) y los costos de material hasta en un 25%.
Cemento puzolánicos	Reducir el costo de la operación de cementación y dar un mayor rendimiento.	Puzolanas (rocas silicosas) con cal.	Las lechadas de cemento puzolánico tienen pesos menores que las lechadas de cemento convencional. Reaccionan con cal para formar un compuesto que fragua de una manera similar a los cementos portland, además le da propiedades cementosas.
Cemento GEL	Sellar fisuras o grietas que se encuentran al perforar.	Cemento y bentonita, dependiendo su cantidad de la relación de agua.	Este tipo de cemento también se lo usa para restablecer circulación en formaciones cavernosas.

(Cont.)

TIPO	OBJETIVO	COMPONENTES	COMENTARIOS
Cemento fibroso	Cementar formaciones con alta permeabilidad o en presencia de cavernas.	Cemento con cascara de semilla de algodón, tiras de papel, escama de micas, fibras de asbesto, fisuras de caña de azúcar, etc.	Para este mismo objetivo, en el mercado se ha fabricado un producto orgánico llamado "Jelflake" en forma de escamas muy delgadas. No se altera con el contacto de lodo, agua, aceite o cemento.
Cementos con aceite diesel	Para usar en pozos profundos con altas temperaturas.	Cemento, aceite diesel y un surfactante.	El surfactante permite la suspensión de una gran cantidad de cemento en el aceite sin aumentar la viscosidad de la mezcla.
Cemento con yeso	Se usa para formar tapones de cemento.	Cemento y yeso	Su uso es muy crítico debido a su elevado precio. Este cemento es de fraguado y endurecimiento rápido.

La amplia gama de cementos existentes en el mercado, permite a las compañías petroleras escoger el que reuna las mejores características de adaptación a las condiciones encontradas en el pozo.

Los cementos API ya clasificados en los literales anteriores y los cementos especiales necesitan de ciertas características y propiedades como la que detallamos a continuación:

Tiempo de espesamiento: Se define como el tiempo que transcurre después de mezclar la lechada de cemento hasta que éste alcanza una viscosidad que marca el límite de bombeo. Un cemento debe tener un período de espesamiento lo suficientemente largo para que sea bombeado con seguridad razonable.

Las especificaciones API dan tiempos de espesamiento para cada tipo de cemento, lo que a su vez da una guía de la profundidad a la que debe cementarse un revestidor. Estos datos son para el cemento neto, sin acción de aditivos, ya que los comunmente empleados afectan el tiempo de espesamiento de las lechadas.

Una de las formas en que se puede controlar el tiempo de espesamiento es en la regulación de la molienda de la escoria; si el cemento es más finamente molido, el área específica superficial es mayor, y la reacción con el agua tendrá lugar a mayor velocidad; por lo tanto el tiempo de bom beo puede controlarse hasta cierto punto con la finura de la molienda.

Las pruebas requieren uso de un probador de tiempo de espesamiento, especialmente diseñado para controlar tempe ratura, que luego son transformados a valores de viscosi dad relativa de la lechada. El API (Instituto Americano del Petróleo) reconoce tres aparatos para la determinación del tiempo de espesamiento; se presentan dos de ellos:

- Probador de tiempo de espesamiento de normas de Califor nia (Laboratorios Cook, Menlo Parks, California).

- Prueba de tiempo de espesamiento Halliburton (Cía. Hal- liburton, Duncan, OKLA) de Standing (Cía. Abastecedora de Refinería, Tulsa).

Estos instrumentos son esencialmente viscosímetro de tor sión muy semejantes, variando algo en su diseño y en el mé todo de ejecutar la prueba y expresar los resultados.

Período de fraguado: Los reajustes químicos que van suce diendo en el fraguado de cemento reconoce dos períodos en la hidratación:

- Fraguado inicial: Se dice que ha ocurrido cuando la lecha da del cemento pierde su plasticidad. Esta no se recupera ni volviéndola a mezclar con agua, ni reciprocando la lechada. El fraguado inicial puede ocurrir en un tiempo de una a cinco horas.

- Fraguado Final: Posteriormente que ha concluído el fraguado inicial, el cemento sigue siendo afectado por los cambios químicos, dando como resultado una mayor dureza, hasta alcanzar el fraguado final. En los laboratorios se determina el fraguado final haciendo uso de agujas de penetración. Se define como la condición en la que se alcanza cierto grado de rigidez.

- Tiempo de fraguado: En términos generales se entiende por tiempo de fraguado de una mezcla de cemento, el período dentro del cual el cemento se torna tan viscoso que deja de ser bombeable, otros lo consideran hasta el tiempo en que el cemento pierde su fluidez.

  Dicho tiempo puede ser prolongado añadiendo a la mezcla un agente retardador (un lignosulfonato de calcio) según se desea para que así la mezcla pueda ser bombeada y permita su lavado una vez obtenida la presión firme durante la cementación.

Resistencia: Las resistencias pueden ser afectadas químicamente por la influencia de los sulfatos y de aguas subterráneas que reaccionan con el aluminato tricálcico hidratado para formar compuestos que causan la expansión y desintegración del cemento endurecido.

El aumento posterior de resistencia se debe a la hidratación contínua de los silicatos tricálcicos y dicálcico. Desde el punto de vista físico la resistencia à la compresión es la base para la mayoría de los reglamentos de tiempo de fraguado del cemento. Una resistencia a la compresión de 500 lpc es más que suficiente para sostener el tubo revestidor.

Investigadores demostraron que la comunicación de los fluídos se puede prevenir con resistencia a la tracción, inferior a las 90 lpc. Estos límites de resistencia son comparables a resistencia a la compresión entre 50 y 300 lpc.

Farri[18] en 1946, con prueba de laboratorio, demostró que la resistencia a la tracción del cemento de solamente 8 lpc (0.56 Kg/cm^2), era más que suficiente para sostener los revestidores, aproximadamente 100 lpc (7 Kg/cm^2) de fuerza a la compresión.

<u>Densidad</u>: En vasijas especialmente diseñadas o tolvas, se mezclan la mayoría de las lechadas que fluctúan entre densidades de 82 lbs/pie^3. (11 lbs/gal) a 165 Lbs/pie^3 (22 lbs/gal).

Las puzolanas o la bentonita son los componentes más eficaces y económicos para reducir la densidad. En muchos casos donde se encuentran presiones anormales, es necesario aumentar el peso específico de la lechada de cemento para controlar los fluídos de la formación.

Las lechadas de cemento son pesadas en el lugar donde se está realizando la cementación. Para mejor precisión - las lechadas de cemento deben ser pesadas bajo presión para anular el efecto del arrastre de aire.

Rata de Filtración: Se entiende por rata de filtración aquella cantidad de agua que se separa de la mezcla de cemento bajo presión y durante cierto tiempo. Esta filtración gobierna el tiempo durante el cual la mezcla es bombeable.

Para los trabajos de cementación dicha rata debe ser lo suficientemente baja para evitar un fraguado prematuro del cemento y así ayudar a la inyección de la mezcla en todos los agujeros, en el intervalo a cementarse.

La pérdida de agua es controlada en las mezclas de cemento añadiendo un agente que por regla general químicamente es derivado de la celulosa.

b) Objetivo de la Cementación

La cementación de tuberías de revestimiento en pozos de petróleo es una operación de gran importancia llevada a cabo al inicio de la vida de los mismos.

El objetivo principal de los cementos casi universalmente es el de llenar el espacio anular entre el revestidor y la pared del pozo, con la finalidad de limitar el movimiento de fluídos, entre las formaciones y también sostener el revestidor.

Esta operación se efectúa prácticamente desde el principio de la perforación y se hace progresivamente dependiendo de las condiciones presentes en el pozo. (Fig. 2).

La tubería conductora, debe cementarse para evitar que el fluído de perforación circule fuera de ella y origine problemas futuros. En lugares pantanosos y en perforaciones costa afuera o lacustres, los conductores se instalan utilizando un martillo hincapilotes.

Cuando no se usa tubería conductora, es necesario cementar revestidor superficial, siendo sus funciones más importantes: a) Evitar la contaminación de las fuentes de agua dulce, y b) Proteger el pozo de las formaciones poco consolidadas cercanas a la superficie.

La cementación del revestidor superficial tiene relación con las características de la formación, sobre todo en pozos exploratorios en que se presentan problemas de pérdidas de circulación, presiones anormales de las formaciones, etc.

A más de proteger el pozo, la tubería intermedia con su cementación se usa para sellar formaciones como: zonas de agua, zonas de presiones anormales, zonas que contienen fluídos altamente corrosivos o donde ha habido pérdidas de lodo de circulación.

En algunas regiones, no se coloca la columna intermedia, o sea que después de cementar el revestidor superficial, se instala el equipo de seguridad a fin de tener una cierta seguridad para continuar la perforación de arenas de más altas presiones. Alcanzada la profundidad total, se baja revestidor de producción, el mismo que nos va a facilitar una protección permanente a través de la cual pueden ser dirigidas las subsecuentes operaciones de completación y producción. La cementación de este revestidor tiene como objetivo principal aislar el contenido de los fluídos de interés de la formación, petróleo, gas o condensado, de los indeseables como agua o exceso de gas, que pudieran estar presentes en las formaciones productoras.

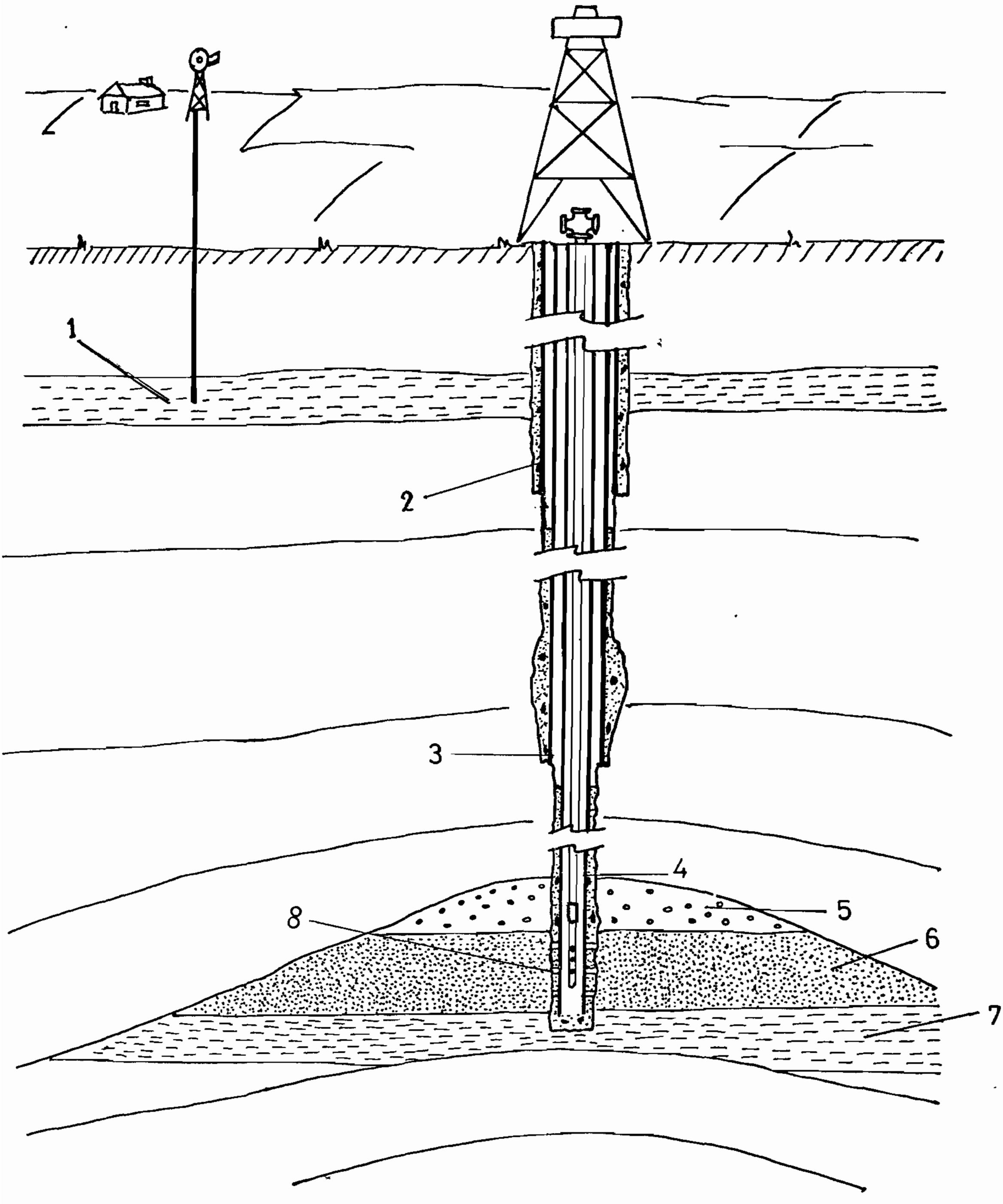


Fig.- 2 COLUMNAS TIPICAS DE REVESTIDORES EN UN POZO

1. Abastecimiento de agua dulce.
2. Rev. de superficie.
3. Rev. intermedio.
4. Rev. de producción.
5. Gas natural en el yacimiento.
6. Petróleo crudo en el yacimiento.
7. Agua salada en el yacimiento.
8. Perforaciones en el rev. de producción.

c) Factores que afectan el comportamiento del cemento

Una de las operaciones más críticas en la perforación y terminación de un pozo, es la cementación del revestidor. Debe tenerse especial cuidado en la preparación de la más importante de las etapas, que es el período entre la bajada de los últimos tubos revestidores y el desplazamiento final del cemento. Durante este período se determina el grado de éxito o fracaso de la operación completa, por esta razón antes de realizar la cementación de un revestidor se debe tener presente los factores que afectan el comportamiento del cemento.

El servicio de pozos de petróleo ó de gas tiene como variable importante el tiempo de fraguado; el que se encuentra afectado por muchas variables como: Porcentaje de agua usado para la mezcla, grado de finura de las partículas del cemento, efecto de la temperatura, efecto de la presión, composición química, contaminación del barro, influencia de aguas subterráneas y otras.

Porcentaje de agua usado para la mezcla: Cuando la mezcla de cemento se diluye con agua adicional a tal grado que las partículas de cemento quedan separadas por suspensión, se prolonga el tiempo de fraguado.

La formación de una masa sólida coherente, es muchas ve ces difícil obtener cuando la mezcla de cemento con agua contiene agua adicional. Aún cuando una lechada presente 35 a 40% más de agua que cemento (peso) o sea casi la más espesa que se puede manejar rápidamente a través de bombas, tuberías y otros equipos usados en la cementación de pozos de petróleo.

Cuando la operación de cementación se ha realizado con dilución excesiva de la lechada de cemento, puede evitarse la formación de una masa sólida coherente, debido a que no están en íntimo contacto los granos individuales que adquieren su fraguado inicial; sin embargo, si hay tiempo adecuado para que las partículas de cemento se asienten. Esta tendencia de asentamiento hace que la parte inferior de un tapón de cemento pueda ser más fuerte y más densa que la parte superior.

Grado de finura de las partículas de cemento: La finura de la molienda y la uniformidad del tamaño del cemento se considera como una de las razones más importantes en la fabricación de un producto de confianza. En el informe de pruebas hechas por MEADE[5], con un cemento en particular, se advierte que el tiempo de fraguado es de 30 minutos - cuando el 95% pasa por malla Nº 200, mientras que cuando del mismo material molido, pasa solo el 75% por mallas Nº 100, se necesitan 170 minutos para el fraguado inicial.

En la variedad de cemento portland se ha encontrado que la superficie específica varía de 1000 a 2800 cm^2/gr considerando como cemento de finura extraordinaria a los que tiene superficie específica de 2400 cm^2/gr. a 2800 cm^2/gr, a los cementos que tienen textura mediana su superficie específica varía de 1500 cm^2/gr a 1900 cm^2/gr y los cementos molidos a granos gruesos con superficie específica que varía de 1000 cm^2/gr. a 1900 cm^2/gr.

Influencia de la Temperatura: En los pozos profundos el comportamiento del cemento se torna en una situación crítica por efecto de la temperatura. El conocimiento correcto de la temperatura estática de la formación o de la temperatura circulante del fondo del pozo es el punto de partida para el diseño de la lechada.

Para pozos que tienen temperatura de formación por encima de 230°F, el cemento puede contener un agente químico retardador, molerse a grano grueso ó también utilizar agua helada con la finalidad de disminuír el tiempo de fraguado a tal grado que permita mezclar y colocar en posición correcta el cemento antes de que se inicie el fraguado inicial.

Efecto de la presión: Otro de los parámetros que influyen en la lechada de cemento, es la presión. El diseño de la lechada con los materiales, aditivos y agua de mezcla que se utilizarán en el trabajo deben ser sometidos a presiones similares a la de la formación para evitar un fraguado rápido. La alta presión también es responsable de un aumento en la resistencia a la compresión del cemento.

Efecto de la Composición Químiça: La constitución química indebida de los componentes del cemento afecta a uno de los principales parámetros para el eficiente uso del mismo, esto es, al tiempo de fraguado.

Altos porcentajes de alúmina y óxido férrico permiten un tiempo de fraguado rápido.

Alto contenido de sílice presente en los cementos produce un fraguado lento.

El aumento de aluminato tricálcico y aluminoferrita tetracálcica mejora su hidratación y acelera el fraguado.

El yeso, que se representa por el porcentaje de trióxido de azufre también tiene una influencia determinante en el tiempo de fraguado. Su exceso perjudica el cemento.

Influencia del lodo de perforación: Se sabe que el exceso de lodo en el cemento puede reducir seriamente la resistencia y el fraguado del cemento, esto se debe a que los fluídos de perforación utilizados en un pozo han sido tratados con reactivos químicos para controlar propiedades tales como viscosidad, densidad, etc.

En los programas de cementación principalmente para los revestidores de producción siempre debe indicarse, que antes de proceder a bajar el revestidor al hueco es necesario acondicionar el barro o sea se debe tratar de que este tenga el punto cedente (yield point) lo más bajo posible para que durante la cementación, el cemento de mayor punto cedente (yield point) pueda barrer más fácilmente todo el lodo.

Efecto de aguas subterráneas: El cemento es muy sensible a la influencia de las aguas saladas subterráneas. Pequeños porcentajes de las sales comunmente disueltas en las salmueras ó en el flujo de agua salada dentro del pozo durante la colocación del cemento o antes de que haya ocurrido el fraguado inicial alteran las propiedades del cemento substancialmente. En casos extremos puede suceder que el cemento no frague y tiene que sacarse del pozo. El cloruro de sodio o soluciones diluídas de cloruros reducen el tiempo de fraguado siendo mucho más activo el cloruro de calcio ($C\ell_2$ Ca) y el cloruro de magnesio ($C\ell_2$ Mg).

Existen situaciones en que el fluído de perforación contiene un alto porcentaje de aceite (gas oil) o puede suceder también que el lodo se combine con los hidrocarburos de la zona productora; este exceso de aceite puede evitar que el cemento se adhiera a la tubería de revestimiento. El efecto de escurrimiento del aceite, que en un principio se lo puede considerar despreciable, produce grietas. Este efecto puede aumentar por la acción disolvente de las aguas subterráneas alcalinas.

Los sulfatos de magnesio y sodio: encontrados en las aguas subterráneas son muy activos para causar falta de solidez o de fuerza en el cemento portland puro. Esto quiere decir que cuando el cemento ha fraguado y endurecido y las formaciones en el pozo contienen soluciones de estas sales, tiene una tendencia a reaccionar con el contenido de aluminato cálcico hidratado, formando nuevos compuestos que dan por resultado una cristalización, expansión y desmoronamiento del cemento.

La falta de solidez o de fuerza del cemento puede también deberse a expansión después del fraguado, como resultado de una cristalización tardía de la cal libre y del magnesio que tiene el propio cemento.

Calor de hidratación del cemento: La mezcla de agua con los componentes del cemento portland producen reacciones químicas capaces de liberar calor por hidratación del cemento. Por ejemplo, el calor que desarrolla un cemento fraguado en un espacio anular de 2 pulgadas producirá un aumento de tem peratura de 25° a 40°F. por encima de la temperatura de formación.

Dentro de los componentes responsables de la mayor parte de liberación de calor tenemos el aluminato tricálcico ($3Ca.0\ Al_2O_3$), y en segundo plano el silicato tricálcico ($3CaO\ SiO_2$), que también desarrolla una reacción exotérmica.

En la cementación a través de lentes de hielo en las regiones de permafrost el calor de hidratación se convierte en un factor importante debido a que el calor liberado por el cemento a fraguarse, tiende a derretir los lentes de hielo y a impedir el enlace.

Otros efectos: Análisis de la permeabilidad en los cementos puros, bajo ciertas condiciones, han demostrado que esta disminuye por la molienda fina del cemento y aumenta por la dilusión con agua de la lechada. Cuando se usan cantidades excesivas de agua y hay tiempo suficiente para el asentamiento de las partículas antes de que ocurra el fraguado inicial, la parte superior del tapón de cemento será más permeable que la parte inferior.

Las columnas hidrostáticas existentes en las operaciones de pozos profundos, generan altas presiones, lo que permite en ciertos casos forzar el agua de la lechada de cemento (efecto de la pérdida de agua) dentro de estratos más permeables. Tal es el caso del cemento cuando está en contacto con arenas muy permeables, se filtra agua. Como consecuencia se originan diferencias en el contenido de agua de la lechada en diferentes partes del tapón de cemento que conducen a una variación en el tiempo de fraguado y de la resistencia total del cemento en distintos horizontes.

En los pozos de gas o donde hay presencia de pequeñas formaciones de gas que se están produciendo, deberá sostenerse en alguna forma la presión de la formación durante el proceso de cementación. El problema que puede causar el gas es que al buscar una salida dejen poros en el cemento que más tarde se convertirán en canales por los que puede pasar el agua.

En caso de que la pérdida de agua de la lechada del cemento producida por cualquier exceso de agua superior a la del contenido de la mezcla, tienda a separarse del cemento y es probable que se segregue en forma de bolsa de agua, en la columna de cemento. Esto quiere decir que el volumen de cemento fraguado será menor que el volumen original de la lechada. Lo normal para un cemento es de que el agua libre debe ser menor del 1% y que el volumen de cemento fraguado sea igual al volumen de la lechada.

1.2. Cementación de Revestidores

a) Aditivos para el Cemento

Cuando la mezcla de cemento y agua usada en pozos de petróleo o gas forman una lechada con porcentajes adecuados, ésta debería presentar un alto grado de fluídez durante el tiempo necesario para bombearla a la posición - que se desea en el pozo.

Entre las condiciones básicas se tiene que la lechada no deberá adquirir fraguado inicial antes de tiempo, será capaz de fraguar para formar una masa impermeable densa sin pérdida de volumen, también deberá endurecerse con rapidez, adquirir alta resistencia, resistir la influencia de sulfatos alcalinos y otras sales que se encuentran en las aguas subterráneas, etc. Bajo estas condiciones no hay un solo cemento que satisfaga todas estas necesidades que se pueda imponer al servicio de cementación de pozos.

Los fabricantes y compañías de servicios para obtener cementos especiales adaptados a las diferentes condiciones del pozo, han utilizado aditivos; siendo su finalidad, modificar las propiedades de la lechada de cemento sin alterar otras que puedan producir cambio en el tiempo de espesamiento, en la resistencia, viscosidad, tiempo de fraguados, pérdida de agua, etc.

En su mayoría la lechada de cemento para pozos de petróleo o gas contienen aditivos, los que generalmente son polvos de libre movimiento, capaces de combinarse entre ellos o también con el agua de la mezcla. El propósito de estos aditivos es el de:

1. Controlar la densidad del cemento en un rango aproximado de 11 lbs/gal. hasta 22 lbs/gal. (82 lbs/pie ^{3} a 165 lbs/pie^3).

2. Acelerar o retardar el tiempo de fraguado.

3. Incrementar o disminuír la resistencia a la tensión y la compresión.

4. Beneficiar en el aspecto económico cuando su uso es el indicado.

5. Bajar la viscosidad de la lechada para obtener mejores características de flujo.

6. Controlar la pérdida de agua.

7. Evitar la formación de "puentes" por efecto de pérdida de circulación.

8. Aumentar la resistencia a líquidos corrosivos.

9. Controlar el calor de hidratación en zonas frías.

10. Evitar problemas de tiempo de espesamiento en pozos profundos.

11. Usar aditivos adecuados en pozos con altas presiones y temperaturas.

A continuación se describen los diferentes tipos de aditivos disponibles en el mercado, su uso y aplicación, propiedades principales, etc.

Aditivos acelerantes

El uso de aditivo para acelerar el fraguado de cemento es a veces necesario en las operaciones de cementación especialmente en la cementación superficial donde el cemento desarrolla resistencia suficiente para que el operador reanude los trabajos en un tiempo relativamente corto.

En el mercado se pueden conseguir muchos acelerantes, siendo predominante los cloruros, los más conocidos productores de este efecto en el fraguado del cemento, a saber: cloruro de calcio, cloruro de sodio, agua de mar, Halliburton HA-5.

También hay lechadas de cementos densificadas y Cal-Seal que presentan la misma propiedad de fraguado rápido. Para el uso de acelerantes es necesario tener presente los siguientes factores:

- Las temperaturas del fondo del pozo no deben ser altas.
- No deben ser afectados por los sulfatos de aguas subterráneas.
- No se deben usar porcentajes altos de aceleradores de (Cl_2Ca). (Reduce la resistencia total a la compresión y el tiempo de espesamiento).

Con el cumplimiento de los factores arriba mencionados es posible obtener ventajas como:

- Permitir un fraguado rápido.
- Disminuír el tiempo de espesamiento.
- Desarrollar suficiente fuerza de compresión en 24 horas.
- Permite continuar las operaciones de perforación.

El Cloruro de Calcio.- Ha sido el agente acelerante más usado; causa más rápidamente la hidratación del cemento y alcanza temperatura máxima en menor tiempo.

El fraguado rápido depende del porcentaje de cloruro de calcio (1% a 3% Cl_2Ca) dándole a su vez alta resistencia inmediata y total. Debe evitarse agregar más del 3% de cloruro de calcio. Generalmente reduce la resistencia total a la compresión y acorta más el tiempo de espesamiento. (Tabla I).

T A B L A I

RESISTENCIA A LA COMPRESION

($lbs/pulg^2$)

Tiempo de Curado (Horas)	% Cl_2Ca	Presión atmosférica			Presión de curado API	
		40°F	60°F	80°F	95°F 800 lpc	110°F 1600 lpc
6	0	N.F.	20	75	235	860
12	0	N.F.	70	405	1065	1525
18	0	5	620	1430	2210	2750
24	0	30	940	1930	2710	3680
6	2	N.F.	460	850	1170	1700
12	2	65	785	1540	2360	2850
18	2	170	1810	3030	3250	4300
24	2	415	2290	3980	4450	5025
6	4	N.F.	755	1095	1225	1720
12	4	15	955	1675	2325	2600
18	4	140	1955	3130	3690	3910
24	4	400	2420	3980	4550	4540

N.F. = No fraguado

El Cloruro de Sodio (sal de cocina).- Tiene un efecto de a celeración en algunas concentraciones. En concentraciones bajas, acelera el fraguado de cemento, (ver Tabla II) en concentraciones altas funciona como un retardador.

Cuando es usado en cementos Bentoníticos con un coeficiente de agua alto es necesario aumentar el porcentaje - normal (2.0 a 2.5) de cloruro de sodio.

T A B L A II

TIEMPO DE ESPESAMIENTO

(Horas: minutos)

Cloruro de sodio %	Tiempo de espesamiento 1000'	2000'	6000'
0	4:40	4:12	2:25
2	3:05	2:27	1:13
4	3:05	2:35	1:20

El uso de agua de mar por su contenido de sodio, magnesio y cloruro de calcio (20000 a 40000 ppm). También coadyuva al efecto de acelerar el fraguado del cemento.

Comercialmente se ha elaborado un producto llamado Halliburton HA-5, su efecto de fraguado rápido y resistencia a la compresión lo hace más efectivo que el cloruro de calcio. Su porcentaje de uso es de 2 a 3% en cemento portland

API clase A. El HA-5 de Halliburton es equivalente a: D 43A de la Dowell y al A-B de la Byron Jackson.

Las lechadas de cemento densificadas ejercen su efecto, utilizando un reductor de fricción para permitir relaciones de agua menores, lo que da como resultado un aumento rápido en la resistencia. Tiene su aplicación cuando se necesitan tapones con un tiempo de bombeo corto y rápida acumulación de resistencia.

La Cal - Seal.- Es un cemento compuesto de yeso, que actúa como acelerador y generalmente se lo usa en una proporción de: 50% cemento portland y 50% Cal-seal. Debido a la rapides del fraguado, su operación se la realiza con cuchara - vertedora.

Aditivos para disminuír el peso del cemento

La cementación de revestidores, a grandes profundidades enfrenta problemas tales como: presiones anormales, altas temperaturas, etc. Por lo tanto, los ingenieros de operaciones tienen que elaborar diseños usando grandes cantidades decemento para los intervalos de longitudes considerables y en algunos casos hacerlo hasta la superficie.

El gran volumen de cemento usado ejercerá un determinado peso sobre las paredes delrevestidor, lo que podría hacer fallar el diseño. Por tal motivo es necesario tomar en cuenta el tipo de cemento adecuado y combinarlo con la cantidad recomendada de agua.

El uso de los aditivos para disminuír el peso del cemento es con el fin de producir columnas de cemento más grandes sin que se dañe la formación. También otro factor de importancia es el de reducir el costo del material de cementación aun cuando no es indispensable bajar el peso del cemento.

Los aditivos más usados son: La Bentonita, tierra diatómacea, o puzolanas y la gilsonita.

Los primeros nombrados tienen la particularidad de inbibirse grandes cantidades de agua y al mismo tiempo evitan su separación.

La gilsonita tiene la propiedad de tener gravedad específica baja.

La Bentonita (especificación API 10-A) se la ha usado durante muchos años con la finalidad de reducir el peso de la lechada, y el costo de la misma. Es necesario tener presente que el elevado porcentaje de Bentonita reduce la resistencia a la compresión y el tiempo de fraguado. La solución para usar altos porcentajes de Bentonita es empleando agentes dispersantes, los que permiten cierta flexibilidad en su contenido de agua.

En la Tabla III se indican propiedades apropiadas de lechadas de Bentonita usando cemento API clase H.

TABLA III

PROPIEDADES DE LA LECHADA

Bentonita	Requisito agua (Gal/saco)	Peso lechada (lbs/gal);	(Lbs/pc)	Volumen lechada (Pc/saco)	Tiempo Esp. (Horas: Min.) 8000'
0	4.30	16.4	123	1.06	1:02
2	5.49	15.5	115	1.22	0:55
4	6.69	14.7	110	1.38	0:55
6	7.88	14.1	105	1.55	1:00
8	9.07	13.6	101	1.75	1:00
10	10.27	13.2	99	1.90	1:05
12	11.46	12.9	96	2.07	1:00
14	12.66	12.6	94	2.24	1:05
16	13.86	12.4	93	2.41	1:10

La Humble Oil & Refining Company usó una mezcla de cemento Portland clase A con 12% de Bentonita y un pequeño porcentaje de lignosulfonato de calcio y lo llamó "cemento modificado". Sus propiedades resultantes son semejantes a las que conforma este grupo de aditivos livianos.

La Gilsonita es un derivado del petróleo, sólido, inerte, con un punto de fusión alto y gravedad específica baja (1.07). Se utiliza normalmente a concentraciones de 6 a 25 lbs/saco; el uso principal de este hidrocarburo es para las áreas de pérdida de circulación donde actúa como un material de relleno y como un reductor de peso.

La tierra diatomacea permite el uso de porcentaje más altos de agua en el cemento para obtener mezclas fluídas de baja densidad.

Otro aditivo de peso liviano es la perlita expandida, usada para formar puentes junto con el fluído de cementación, sus partículas tienen una gran cantidad de espacio poroso que absorbe agua, bajo las condiciones del pozo y causa una reducción del peso del fluído de cemento; además estas partículas cubren los poros de la formación por donde el cemento fluído se pierde. Para que la perlita permanezca dispersa durante la cementación, hay que añadir un 2 a 6% de Bentonita en el cemento.

Aditivos para pérdida de circulación

El control y prevención de pérdidas de circulación de lechadas de cemento es un problema frecuentemente encontrado durante la cementación de pozos de petróleo y gas. Pueden -

ser definidos como "la pérdida hacia la formación de los fluídos de perforación o lechada de cemento usada en perforación o completación". Esta pérdida varía desde una disminución gradual en el nivel de los tanques de barro o una mezcla de cemento a una completa pérdida de retorno.

La pérdida de barro o cemento da como resultado gastos mayores por tiempo extra de máquina o torre de perforación. En el caso de cementación donde la pérdida de circulación ha sido total podría llegarse al caso de realizar cementación forzada.

Las pérdidas de circulación bajo superficie se deben principalmente a:

fracturas naturales
fracturas creadas o inducidas
formación cavernosa
formación inconsolidadas o de alta permeabilidad

Los materiales para la pérdida de circulación del cemento se presentan en forma granular, laminados y semi sólidos.

- Los granulares funcionan mejor en formaciones no consolidadas y la eficacia depende de la distribución adecuada del tamaño de la partícula para ofrecer una masa de soporte de baja permeabilidad.

Los materiales granulares típicos son: la gilsonita que es el más eficaz, siendo su cantidad óptima de 12 a 15 lbs/saco de cemento y los cascos de nogal que se utilizan en una cantidad de 2 a 8 lbs/saco de cemento.

- Los laminados son materiales inertes tipo escamas diseñados para formar una losa al nivel de la superficie de formación. Comúnmente se utiliza escama de celofán (3/8 de pulgadas) su uso es de 1/4 a 2 lbs/saco de cemento.

- Los cementos semi sólidos o de fraguado instantáneo funcionan mejor en las grandes cavernas ó fracturas. La acción química o física de estos materiales hace que se engruesen los cementos rápidamente formando un tapón. El aditivo más usado en este grupo es la cal-seal.

Aditivos retardadores

En pozos profundos en los que se encuentran temperaturas extraordinariamente altas, el cemento puede fraguarse tan rápidamente que hace necesaria la adición de agentes retardadores que prolonguen el tiempo de fraguado.

El factor primordial que indica la utilización de retardadores es la alta temperatura de formación. Es de hacer notar que cuando se requieren relaciones altas de agua también se necesitan agentes retardadores adicionales puesto que el aumento del agua diluye al retardador.

Muchos cementos (A, B, D, E, G, ó H) reaccionan favorablemente con la adición de retardadores, los cuales son compuestos de naturaleza compleja como el yeso, azúcar, cal; varias gomas y compuestos orgánicos como el tanato de sodio, almidón, etc.

Comercialmente los retardadores se los conocen con distintos nombres dependiendo de la ccmpañía que lo fabrica. Lo expresamos en la Tabla IV.

T A B L A IV

RETARDADORES

Tipo de compuesto	Compañía		
	Dowell	Halliburton	BJ
1 Lignosulfonato	D-13	HR-4, HR-7	Retroset - 5
2 CMHEC	D-8	DIACEL LWL	DIACEL LWL
3 Mezcla de comp.	D-28	HR-12, HR-20	Retroset-10
-	D-92		

1 Se lo utiliza con cemento portland o pozmix clase A,B,C,G, ó H a temperaturas estáticas de 260 a 290°F.

2 Se recomienda para las clases de cemento API: D,G,E, ó H a temperaturas estáticas mayores a 260°F.

3 Es el único que se puede utilizar con alto contenido de Bentonita. Puede trabajar a temperaturas mayores de 260°F.

Aditivos para aumentar peso al cemento

Estos aditivos son usados para contrarrestar las altas presiones de formación. Un material adecuado para aumentar el peso al cemento debe tener las siguientes características:

a) Poco rendimiento de agua

b) Ninguna reducción de la resistencia del cemento

c) Ninguna reducción del tiempo de bombeo

d) Partículas de tamaño uniforme

e) Un aumento mínimo en el volumen de la lechada

f) Químicamente inerte

Los materiales más adecuados para incrementar el peso del cemento son: mineral de hematita (grav. esp. 5.05, puede producir densidades hasta de 22 lbs./gal), mineral ilmenita (grav. esp. 4.6 , no muy usado porque emite radioactividad), baritina (grav. esp. 4.2 lbs/gal, son partículas muy finas, por lo tanto requiere agua adicional) y arena de otawa (grav. esp. 2.65 lbs/gal, necesita poca agua).

TABLA V

CARACTERISTICAS DE LA LECHADA
CEMENTO PORTLAND 94 Lbs.

	PESO (lbs)	AGUA Gals/s	PESO LECHADA Lbs/gal	VOLUMEN LECHADA pie^3/s
Hematita	12	4.5	17.0	1.12
	28	4.5	18.0	1.17
	46	4.5	19.0	1.23
	63	4.5	20.0	1.30
Baritina	22	5.1	17.0	1.24
	55	5.8	18.0	1.46
	108	7.1	19.0	1.83
Arena Otawa	10	5.2	15.9	1.24
	32	5.2	16.5	1.37
	56	5.2	17.0	1.52
	85	5.2	17.5	1.70
	123	5.2	18.0	1.93

Aditivos para controlar pérdidas de fluído y viscosidad de la lechada.

La pérdida de fluído en el cemento generalmente sucede después que éste ha sido colocado en el lugar convenido. Su efecto es producido cuando la lechada que está fraguando por debajo de una zona ponteada, puede reducir la carga hidrostática por acción de la pérdida de filtrado hacia la formación. Esto ocurre sobre todo cuando hay zonas de gas.

Los materiales para reducir la pérdida de fluído también tienen otros efectos como reducir la viscosidad y la fricción del cemento. Entre los aditivos más conocidos que cumplen con este objetivo tenemos:

a) CFR-2, D-65, D-31 (Halliburton, Dowell, BJ) son mezclas de polimeros orgánicos que presentan propiedades para:

   - Controlar moderadamente la pérdida de fluído por medio de su acción dispersante.
   - Reducir la pérdida por fricción.
   - Reducir la viscosidad aparente de la lechada

   Su acción dispersante permite el uso de relaciones agua-cemento menores, a la vez que mantiene una viscosidad de lechada razonable; por lo tanto, ésta acción de densificación ofrece una pérdida de fluído reducida.

b) Diacel (LWL), D-8, LWL (Halliburton, Dowell, BJ):

   Es un compuesto orgánico conformado por el carboximetil hidroxietil celulosa (CHMEC). Su principal función es de controlar la pérdida de fluído. No es eficaz en concentraciones menores a 0.3% y; en concentraciones mayores a 0.7% se debe aumentar el contenido de agua para compensar el aumento de la viscosidad de la lechada.

Su límite máximo de temperatura es 170°F.

c) HALAD-9, D-59F, D-19 (Halliburton, Dowell, BJ)

Formado por grandes cadenas orgánicas y diseñado principalmente para el control de la pérdida de fluído a temperaturas menores de 320°F.

A baja temperatura, puede que se necesite cloruro de calcio (Cl_2Ca) para suministrar aceleración.

d) HALAD-14, D-73F (Halliburton, Dowell)

Esta diseñado para ser utilizado a altas temperaturas - (170°F a 400°F). Su efecto es el de reducir la viscosidad de la lechada y retardar al igual que reducir la pérdida de fluído. Ya que se utiliza normalmente bajo condiciones críticas de profundidad y temperatura, debe hacerse pruebas específicas para establecer sus propiedades, con la composición de cemento específica que se va a utilizar.

T A B L A VI

ADITIVOS DEL CEMENTO

MATERIAL	PROPOSITO	COMPAÑIA DE SERVICIO		
		Halliburton	Dowell	BJ
Cloruro de calcio	Acelerador	Flake powered	D-33A	A-4, A-6, A-7.
Cloruro de Sodio	"	Salt	D-44	A-5
Mezcla inorĝanica	"	HA-5	D-43A	A-8
Lignosulfonato	Retardador	HR-4, HR-7	D-13	Retroset-5
CMHEC	"	Diacel-LWL	D-8	Diacel-LWL
Mezclas ácidos orgánicos.	"	HR-12, HR-20	D-28 D-92	Retroset-10
Gilsonita	Pérdida circ.	Gilsonita	D-24E	D-7
Kolite	" "		D-42E	
Escama Celofán.	" "	Flocele	D-29	Celloflake
Hematita	Incrementa peso	Hidense	D-76 Nº 3	W-5
Disersante	Flujo turbulento. (Control Viscos.)	CF-1, CFR-2	D-45 D-65	D-31
Antiespumante	Antiespumante	NF-P, NF-1	D-46 D-47	D-6, D-21
Mezcla ácidos	Disminuye pérdida de agua.	HALAD-9 11,14	D-60 F	D-19

T A B L A VII

PROPIEDADES FISICAS Y REQUERIMIENTOS

DE AGUA

Material	Peso (lbs/pie)	Grav. Esp.	Peso absoluto* (galones)	Vol. Absoluto (pie /lbs)	Req. Ag.
Cemento API	94.0	3.14	94	0.0051	5.2 gal/sac
Barita	135.0	4.23	126.9	0.0102	2.4 gal/sac
Bentonita	60.0	2.65	79.5	0.0060	1.3 gal/sac
Cloruro de calcio (escama)	56.4	1.96	58.8	0.0082	
Cloruro de calcio (Polvo)	50.5	1.96	58.8	0.0082	
Cal-seal	75	2.70	81.0	0.0059	4.8 gal/sac
CFR-1	40.3				
CFR-2	43.0				
Diacel (LWL)	29.0	1.36	40.8	0.0118	No (arriba
Gilsonita	50.0	1.07	32	0.0188	2 gal/50 lbs/pc
HALAD-9	37.2	1.22	36.6	0.0131	No (arriba
HALAD-14	39.5	1.31	39.3	0.0122	No
HR-4	35.0	1.56	46.8	0.103	No
HR-7	30.0	1.30	39.0	0.0123	No
HR-12	23.2	1.22	36.6	0.0131	No

* Peso 3.6, equivalente a un saco de 94 lbs. de cemento, en volumen
\+ Saco 94 lbs.
++ Saco 100 lbs.

b) Cementación primaria

Se entiende por cementación primaria, al desplazamiento de una lechada de cemento no contaminada hacia una posición prediseñada en el espacio anular entre la tubería y el agujero a fin de lograr un sello efectivo e impermeable entre la formación y la tubería.

Con el objeto de obtener el propósito deseado al cementar, se emplea un equipo para limpiar y reducir a un mínimo la contaminación del cemento. A continuación se hace un breve estudio de cada una de las partes de dicho equipo.

Centralizadores:

Los centralizadores de los revestidores son resortes flexibles adheridos a la tubería, para asegurar que esta quede centrada en el agujero y se tenga una columna de tubería de revestimiento cementada en forma homogénea. (Fig. 4)

Limpiadores de pared o escariadores:

Los limpiadores de pared o raspatubos se inventaron para quitar el enjarre de la pared del agujero perforado. Están consituídos por muchos alambres cortos y flexibles arreglados en plantillas verticales, espirales o circulares. Al bajar la tubería de revestimiento al agujero, estos alambres se ponen en contacto con la pared del agujero, "arañando" o "raspando" ésta y quitando el enjarre. Se puede hacer girar la tubería para aumentar la eficiencia de los raspadores.

Zapata guía:

Una zapata guía es básicamente una sección corta de tubo de acero con el extremo inferior redondeado para facilitar el paso de la tubería de revestimiento a través de lugares irregulares que pueda haber en el agujero.

La porción inferior de la zapata guía, generalmente, contiene cemento para aumentar sus características de amortiguación de golpes. También contiene una válvula arreglada para permitir circulación del interior al exterior de la tubería de revestimiento e impedir la circulación en sentido inverso. (Fig. 3)

Cuello flotador:

Para asegurar una buena cementación, es aconsejable instalar un cuello flotador; (por lo menos 1 o 2 tubos sobre la zapata), de manera que cuando el tapón superior golpee al cuello, haya entre 30 y 80 pies de lechada en el revestidor. Si se ha producido contaminación en la última parte del cemento, esto queda en el revestidor y no es desplazado fuera de la tubería.

El equipo flotador convencional tiene una válvula de cierre, similar a la descrita en la zapata-guía, que evita la circulación hacia adentro de la tubería de revestimiento. El diámetro interior del cuello flotador está reducido con cemento plástico u otro material que se pueda perforar para que sirva de asiento a los tapones de cementación. (Fig. 3)

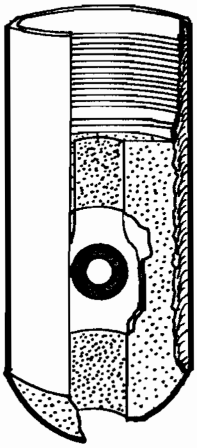
Cabezal de cementación:

Deben usarse cabezales para contener los tapones en las operaciones de cementación. Su uso puede eliminar toda columna de aire en la cañería y facilitar la colocación del cemento, Hay numerosos tipos de cabezales de cementación:

Cabezal de cementación de cambio rápido: El uso de este tipo hace necesario suspender momentáneamente las operaciones de bombeo para instalar el tapón de fondo y el tapón superior.

Cabezal convencional de un tapón: Puede ser montado ya sea para rotación o nó del revestidor durante la cementación, puede tener un tapón solamente.

Cabezal de cementación de dos tapones: este cabezal per-



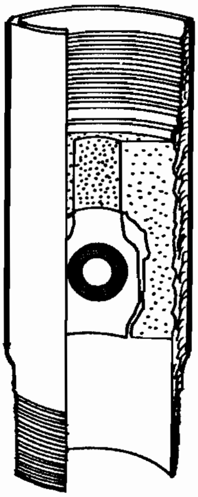


FIG.-3 ZAPATA GUIA CUELLO FLOTADOR

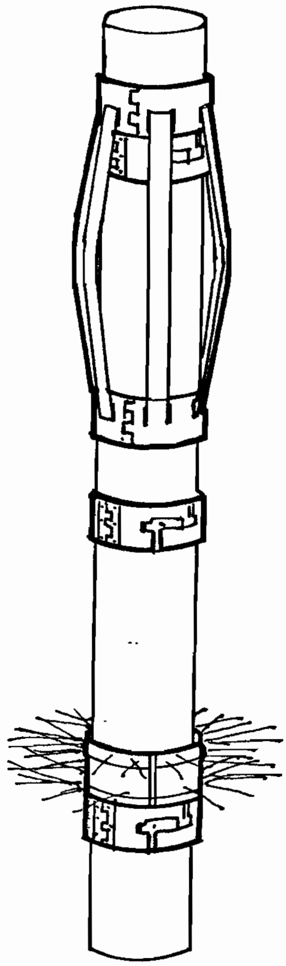


FIG.-4 CENTRALIZADORES
LIMPIADORES

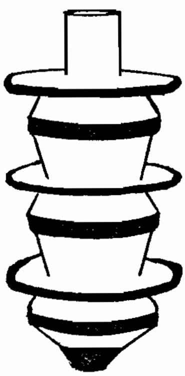


FIG.-5 TAPON

mite el uso de ambos tapones, el superior y el de fondo. También permite la rotación del casing sin que se interrumpan las operaciones de cementación.

Tapones:

Su función es para desplazar el cemento que se encuentra dentro del revestidor. De preferencia son de hule moldeado soportado en una estructura de aluminio fundido. (Fig.5)

Tubería de revestimiento:

La tubería de revestimiento es una de las piezas más caras del equipo usado para terminar un pozo, por lo tanto, su diseño debe considerar factores como: dimensiones, pesos, longitudes, tolerancia del equipo que se usará en el pozo.

De acuerdo con los principios básicos de ingeniería y economía, la tubería de revestimiento debe diseñarse para que no falle debido a los efectos de tensión, aplastamiento (colapso), por la presión externa, ó reventón (a causa de la presión interna).

Además de los requerimientos físicos que deben satisfacerse al terminar un pozo, hay otros, particularmente los químicos, para que la tubería de revestimiento no sea corroida al grado de que tenga fugas o falle en alguna otra forma antes de que haya sido explotada la zona extrayendo el aceite o gas. Estas necesidades no siempre se cumplen. Por ejemplo, muchos pozos perforados en un campo cuya vida probablemente es mayor de 15 años (dependiendo de la región) puede revestirse con "casing" de producción de 7", con la idea de poder más tarde correr y cementar tubería de revestimiento más pequeña dentro de la de 7" cuando falle debido a la corrosión.

Los pozos de vida comparativamente más corta o en áreas donde no hay corrosión, pueden revestirse con la tubería de 5 $^1/2$ por razones económicas.

A continuación se detalla el uso y procedimiento de la corrida y cementación de los revestidores.

Revestidor superficial

a. Profundidad y tipo

La cementación del revestidor superficial está basado en el conocimiento del área. En aquellos pozos de carácter exploratorio, es recomendable que la profundidad del revestidor de superficie sea del 20 al 30% la profundidad del siguiente revestidor a ser colocado en el pozo.

En un artículo del Boletín Técnico de ARPEL[8] se dice: "Creemos necesario indicar, que en los primeros pozos se instalaron forros de superficie hasta una profundidad de 2500 pies porque se estimaba encontrar zona de derrumbes y de alta presión que podría causar problema durante la perforación. Sin embargo, la experiencia demostró que estos 2500' no eran necesarios, razón por la cual solamente se bajó a profundidades no mayor de 800' a 1000'.

En petróleo Internacional [15], en el artículo "Perforación del pozo más profundo de latinoamérica" (19060') nos presenta un diseño del revestidor superficial de 13 3/8" a una profundidad mayor de 4000'. La sarta se instaló con el fin de tener sobrante margen de seguridad, en caso de que se presentaran presiones anormales a más profundidad y fuera necesario cerrar el pozo.

b) Perforación y corrida del revestidor

Los primeros 50' se perforan con barro usado para formar un revoque en las capas superficiales y reducir o evitar las pérdidas de circulación. Luego se continúa perforando con agua, con el objeto de aumentar la rata de perforación. En el caso de que se presenten pérdidas grandes de circulación, se recomienda cambiar nuevamente a barro.

El hueco se perfora hasta por lo menos 100' por debajo de donde se va a colocar el revestidor superficial. La mecha no debe sacarse hasta cuando el barro tenga una buena viscosidad del orden de los 60 a 70 seg. (medida en el embudo de Marsh).

Cuando se está corriendo el revestidor debe tenerse presente:

a. La corrida debe hacerse siempre con el hueco lleno de barro (evita que se pegue la tubería o derrumbe)

b. Todos y cada uno de los tubos deben estar de acuerdo con las especificaciones indicadas en el programa.

c. La velocidad de corrida no debe ser mayor de 1 pie/seg. para evitar el efecto del pistón.

d. El revestidor debe ser llenado con barro en cada tubo.

e. Los tubos deben ser ajustados con el torque recomendado para el diámetro y tipo de revestidor.

f. Cualquier tubo que presente algún desperfecto debe ser rechazado.

g. Una vez corrido el revestidor en el hueco debe chequearse que el número de tubos situados fuera, más el número de tubos metidos en el hueco sea igual al número total de tubos que existían en el sitio.

h. Nunca debe tocarse el fondo con el revestidor ya que es probable que se destruya la zapata.

i. Una vez que el revestidor se coloca en profundidad se circula de 1 a 2 Hrs. dependiendo principalmente de la profundidad y del tamaño del revestidor.

NOTA: - El barro debe dar por lo menos una vuelta a una rata de 10 Bls/min.

- Cuando se está circulando debe observarse y reportarse si existe pérdidas de circulación.

c) Cementación

La cementación del revestidor superficial en las áreas de desarrollo se efectúa en dos etapas o anillos. (Gráfico de la cementación de revestidor de 10 3/4").

Anillo Inferior: Se cementa de la siguiente forma (Fig.6):

a. Se conectan las líneas de la compañía cementadora al revestidor superficial (probadas previamente a una presión mayor a la máxima esperada para asentar el tapón)

b. Se bombea de 20 a 30 Bls. de agua para evitar contaminar el cemento con el barro.

c. Se bombea la mezcla de cemento (cemento + 1% Cl_2Ca). El Cl_2Ca se utiliza para acelerar el fraguado de cemento y así reducir el tiempo de espera. Cuando se esté mez clando el cemento deberá chequearse continuamente el peso y los retornos para observar si existe pérdida - circulante.

d. Una vez terminado de bombear todo el cemento se abre el cabezote de cementación, se coloca el tapón de desplazamiento asegurándose de que quede por debajo de la línea de bombeo; a continuación se cierra el cabezote.

e. Se desplaza el cemento con agua o salmuera a la más alta rata posible. Cuando falten ± 10 Bls. para terminar de desplazar debe reducirse la rata de bombeo a ± 4 Bls/min. para evitar que el tapón llegue de golpe al cuello flotador y la presión aumente bruscamente. La presión final de asentamiento del tapón será de ± 500 Lpc sobre la presión máxima de desplazamiento.

f. Una vez asentado el tapón se desahoga la presión observando los retornos (si el cuello flotador falla no debe dejarse retornar más de 2 Bls.). Luego se cierra el pozo con ± 500 lpc en el cabezal.

Anillo Superior: (Fig. 6) se cementa inmediatamente después de cementar el anillo inferior.

a. Se introduce la tubería de 1 $^1/2$" de diámetro por el anular, por ejemplo entre el conductor de 24" y el revestidor de 10 $^3/4$" o 13 $^2/8$" hasta ± 240' (fondo del conductor de 24").

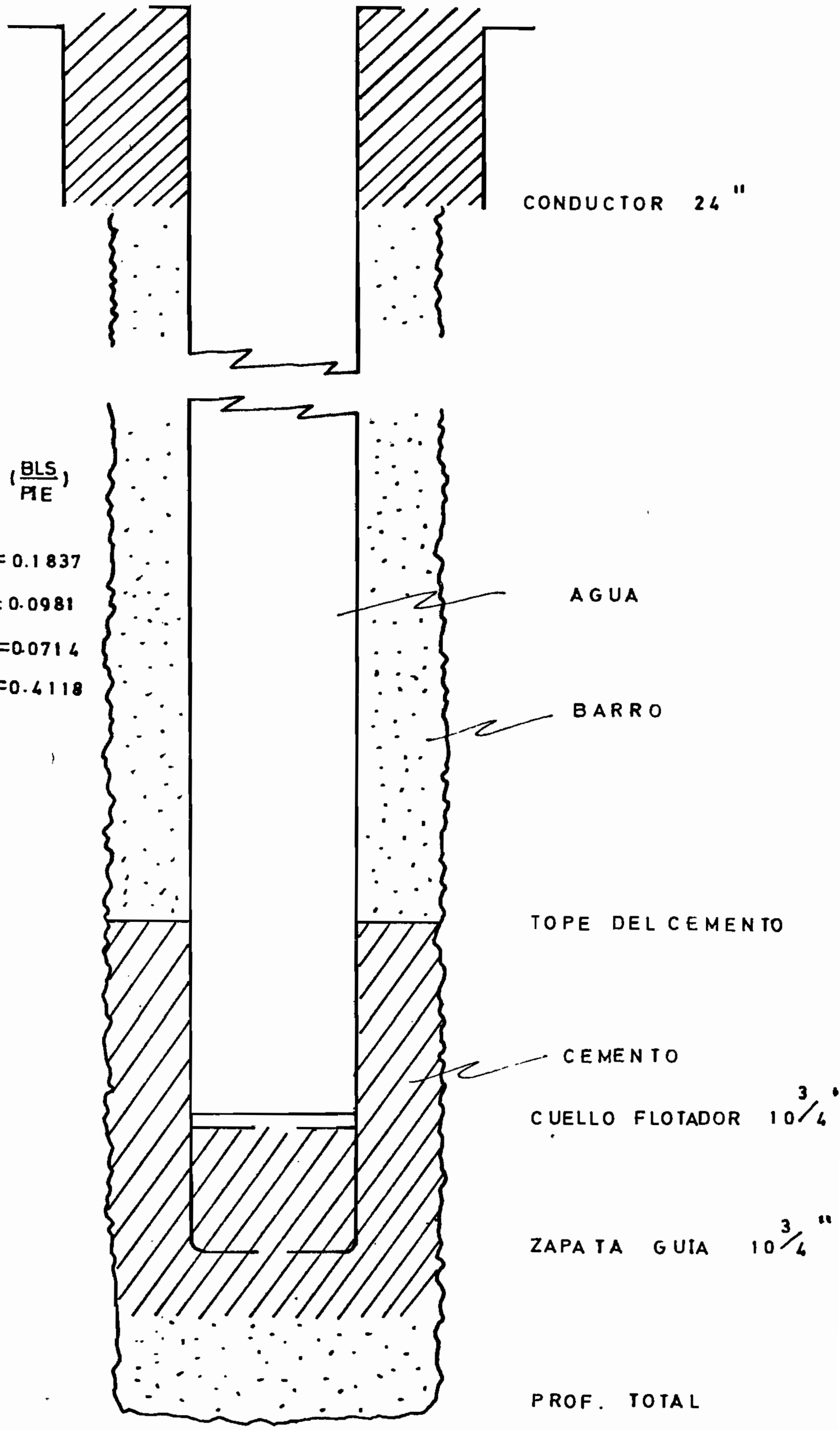
b. Se bombea ± 20 Bls. de agua para asegurar que la tubería de 1 1/2" esté libre, e inmediatamente se procede a bombear la cantidad de cemento calculado (cemento + 2% $CaCl_2$).

c. En el caso de que cuando se esté cementando no se obtenga circulación después de haber bombeado el 30% de exceso se recomienda levantar la tubería de 1 1/2" ± 60' y continuar con la cementación. En caso de que no se obtenga circulación o el caso que se tenga circulación pero no retornos, se saca la tubería, se espera 4 horas y se baja de nuevo la tubería hasta donde se localice el tope del cemento para repetir la cementación.

d. Se espera aproximadamente 4 horas de fraguado del cemento. Se suelta el revestidor y se le instala el "Casing Head". Luego se colocan los preventores y se baja mecha para limpiar la tubería y perforar el cuello flotador, la zapata y continuar normalmente con la operación. Antes de comenzar y al finalizar la limpieza del cemento, el revestidor se prueba con ± 1500 Lpc.

Para la cementación del revestidor de superficie en pozos exploratorios, se prefiere cementar el revestidor completo hasta la superficie y en una sola etapa por cuanto se desconocen las presiones que se van a encontrar.

CEMENTACION DEL REVESTIDOR SUPERFICIAL $10\frac{3}{4}$"



CAPACIDADES $\left(\frac{BLS}{PIE}\right)$

HUECO $13\frac{3}{4}$" = 0.1837

REV. $10\frac{3}{4}$" = 0.0981

REV $10\frac{3}{4}$" X HUECO $13\frac{3}{4}$" = 0.0714

REV $10\frac{3}{4}$" X CONDUCT. 24" = 0.4118

Fig - 6

Revestidor Intermedio.

La utilización de revestidores intermedios en pozos verticales depende básicamente de la profundidad y del tiempo que dure la perforación. En trabajos de perforación realizados, se estima que si un pozo está programado para perforarse en un tiempo menor de 35 días, no se instala revestidor intermedio; pero si el pozo tiene una duración mayor de 35 días, es necesario instalar revestidor intermedio, debido a que en ciertas formaciones se presentan problemas como: Contaminación del lodo, derrumbe de las paredes (cuando se encuentra expuesta al lodo durante un tiempo mayor de 35 días).

En pozos exploratorios es recomendable cementar el revestidor intermedio en un gran rango de longitud o hasta la superficie, especialmente en los pozos profundos donde es muy frecuente los derrumbes y presiones anormales.

El procedimiento es muy parecido al usado en el anillo inferior para cementar este tipo de revestidor, con la diferencia de que se usa distintos aditivos.

Revestidor de producción

La cementación de los revestidores de superficie o in termedio (o solo revestidor de superficie), nos provee de una cierta seguridad para continuar la perforación de arenas de más altas presiones hasta la profundidad total; alcanzada la cual se corre el revestidor de producción, el cual nos proporciona una protección permanente a través de la cual pueden ser dirigidas las subsecuentes operaciones de completación y producción.

A. Preparación para la corrida del revestidor

Una vez que se alcanza la profundidad total y se han tomado los registros de pozo se sigue los siguientes pasos:

a. Confirmar con la sección respectiva la profundidad - donde se estima se pueda colocar el cuello flotador, de acuerdo con la posibilidad de colocar 2 tubos entre zapata y cuello.

b. Llenar el formato para la corrida del revestidor (Apéndice 4) teniendo cuidado de que la suma de los tubos que se introducen (van) al hueco y los que se dejarán afuera (No van), sea igual a la cantidad de tubos originalmente en existencia.

c. Antes de proceder a bajar el revestidor al hueco es necesario acondicionar el barro, esto es, se debe tratar de que este tenga el "yield point" lo más bajo posible para que durante la cementación, el "pre flush" (Mud flush) y el cemento (de mayor yield point) puedan "barrer" más fácilmente todo el lodo y no quede en ninguna zona el cemento en contacto con lodo que no pudo ser desplazado.

d. Una vez acondicionado el barro y limpiado el hueco se saca la tubería y se procede a bajar el revestidor.

Corrida del Revestidor

El revestidor de producción se corre hasta unos 10' o 20' sobre el fondo de acuerdo con la profundidad de la medida de la tubería, si no existe mucha discrepancia con respecto de la medida con guaya de los registros de pozos.

Durante la corrida del revestidor se debe tener presente lo siguiente:

a. La velocidad de corrida no debe ser mayor de 40 segundos por tubo (± 1 seg/pie) para evitar que el revestidor cree un efecto de pistón causando derrumbes y/o pérdida de fluído a la formación.

b. Se debe ir llenando cada tubo ya que el equipo de flotación (convencional) no permite que el revestidor se vaya llenando por sí solo a medida que se va bajando al hueco (diferencial), a fin de evitar que la presión hi drostática exterior causada por la columna de barro colapse el revestidor.

c. Los tubos que se bajan al hueco deben estar de acuerdo con las especificaciones indicadas en el programa, y cualquier tubo que presente algún desperfecto o no esté de acuerdo con las mismas debe ser cambiado.

d. Se debe chequear regularmente que haya retornos cuando se baja un tubo (desplazamiento ocasionado por el volumen del tubo), y así cerciorarse de que el hueco esté lleno. De no ser así, habrá que llenarlo inmediatamente, o de lo contrario se corre el riesgo de que se pegue la tubería, o que debido a la reducción de la columna hidrostática ocurra un reventón.

e. Cuando falten ± 100 para llegar a la profundidad donde se cementará el revestidor, el ingeniero debe cerciorarse de que los tubos se bajen más lentamente para evitar tocar el fondo del hueco.

f. Una vez en el fondo, se deberá circular de 3 a 5 horas (dependiendo de la profundidad), para limpiar bien el hueco y observar si existe pérdidas de circulación para tomar medidas preventivas durante la cementación.

C. Cementación del revestidor

Apenas se reciba el registro IEL donde aparezca la tem peratura a la profundidad total del pozo, se deberá mandar a efectuar las pruebas del tiempo de fraguado del cemento con los aditivos necesarios.

En aquellos casos en que la columna de cemento que se va a colocar en el anular es muy alta (3000') y el pozo está localizado en una zona de relativamente baja presión, es conveniente bombear parte del cemento de una mezcla más liviana (pozmix 50-50, con 2% Bentonita, peso 106 Lpc/Pc) una vez decidida la fórmula para cementar se procede hacer los cálculos de cemento y el programa de cementación (Ver Capítulo III).

NOTA: Los cálculos de cemento se deben hacer en base al registro Caliper.

Forro o camisa (Liner)

El diseño de la fórmula del cemento es igual que para el caso de un revestidor de producción y los cálculos para el volumen del cemento son muy semejantes.

Debido a que en este tipo de cementación es muy difícil conseguir altas ratas (flujo turbulento) para ayudar a limpiar bien el hueco en las zonas de mayor diámetro, se usa también otro fluído altamente viscoso denominado "high visc" el cual se bombea delante del "Mud flush".

Se bombea: 20 Bls. de agua

20 - 40 Bls de high visc.

20 Bls. de agua

20-40 Bls. de Mud - flush.

En general es difícil obtener un "Bonding" excelente en la cementación del forro, principalmente en las partes donde el hueco se ensancha más de lo normal.

1.3. Cementación Forzada

a) Factores que deben considerarse al proponer una cementación forzada.

La cementación forzada a baja presión tiene como fundamento forzar cemento (vacilar) en las formaciones con una presión máxima, la cual está por debajo de la presión de fractura de la formación (Ver Apéndice I).

En la Se

3 ~~Al proponer una~~ cementación forzada deben considerarse los siguientes parámetros:

1. Presiones

Las presiones aplicadas en el cabezal del pozo durante la cementación forzada, deben aplicarse tomando en cuenta el gradiente de fractura de la formación. Considerando la clase de fluído existente en el pozo, la máxima presión alcanzada en el tope de las perforaciones durante la cementación forzada, debe ser ± 10% menor que la presión de fractura de la formación.

2. Cemento a usar

En general se usa cemento combinado con un agente que reduzca la pérdida de fluído y el cual es simultáneamente un retardador (D-8; Dowell; LWL, Halliburton); también se le agrega un aditivo que induce el flujo turbulento (D-65 ó CFR-2) es decir, reduce la viscosidad, pero permite que la mezcla tenga un peso alto.

Necesariamente deben usarse estos aditivos en el cemento ya que durante la cementación forzada a baja presión, se requiere que el tiempo de fraguado del cemento se encuentra entre 5 horas (pozos poco profundos) y 8 horas (pozos profundos).

La cantidad de cemento a usar debe ser calculada para cubrir todo el intervalo de perforaciones en el cual se va a realizar la cementación forzada cubriendo además un rango de 50' y 100' extras por debajo y por encima de la base y del tope de las perforaciones, respectivamente, además debe incluírse la cantidad de cemento a forzar en la formación.

3. Tiempo de fraguado

El criterio para escoger el tiempo de fraguado del cemento depende de: cantidad de cemento a mezclarse, cantidad de barriles para desplazar el cemento, cantidad de pies de tubería que se debe sacar una vez finalizado el desplazamiento del cemento; en resumen, existe un "tiempo operacional" desde cuando se comienza a mezclar el cemento hasta cuando se esté listo para empezar a forzar cemento el cual debe tomarse en cuenta para estimar el tiempo de fraguado.

Cuando la columna de cemento es demasiado larga y para evitar aplicar presiones altas durante el desplazamiento, es conveniente bombear y desplazar el cemento en dos etapas; debido a que el "tiempo operacional" en este caso es mucho mayor.

4. Perforaciones adicionales

En el caso de que la cementación forzada tenga como objetivo corregir una mala adherencia del cemento detrás del revestidor, es conveniente perforar adicionalmente 4 pies en el tope y en la base de los intervalos en los cuales el registro de pozo de cemento (cement bond log; CBL) muestre mal cemento. Esto es con el fin de asegurarse que el cemento va a llegar a estos intervalos con igual margen que en los intervalos en los cuales existen ya perforaciones.

Esta práctica de perforar adicionalmente el revestidor antes de realizar una cementación forzada, también debe considerarse en pozos que tenga deposición de escamas, lo cual puede estar obstruyendo las perforaciones, reduciendo la permeabilidad y con ello el paso de la mezcla de cemento.

5. Cantidad de cemento a forzar en la formación

El cemento a forzar en la formación es el volumen de mezcla de cemento que se encuentra $\pm$100' por encima del tope de las perforaciones. La práctica ha demostrado que la calidad de una cementación forzada no depende -

del volumen de mezcla de cemento inyectado en la formación.

En general, es difícil fijar un rango tan preciso de volumen de cemento a aceptar por las formaciones. Sin embargo, se puede establecer que en pozos donde se observe pérdida de circulación, debe aumentarse el volumen de mezcla de cemento para contrarrestar las pérdidas habidas durante y después del desplazamiento del cemento.

En pozos que previamente han sido sometidos a trabajo de fracturamiento y donde se decida llevar a cabo una cementación forzada (lo cual no es recomendable, pues el cemento reduciría la permeabilidad secundaria lograda por el fracturamiento); debe aumentarse el volumen de cemento a ser inyectado en la formación.

b. Técnica de cementación Forzada

Cementación forzada de un pozo es el nombre que se le da a la operación por la cual una mezcla de cemento es forzada a través de los agujeros en una tubería de revestimiento hacia la formación.

Esta operación fue clasificada por Craft, Holden y Graves[10] según su objetivo a saber:

- Contener pérdidas de circulación cuando se perfora un pozo.
- Corregir un trabajo de cementación anterior.
- Reducir la relación agua/petróleo o gas/petróleo; o ambas.
- Abandonar una zona no productora de petróleo.
- Aislar una zona antes de dispararla (forzamiento en bloque)
- Reparar defectos tales como fugas, rajaduras, partiduras y corrosión en las tuberías de revestimiento.
- Para cementaciones suplementarias de tuberías de revestimientos y camisas en las cuales el cemento no ha alcanzado la altura deseada.

1. Cementación forzada a alta presión

La cementación forzada es principalmente un trabajo de reparación. Sus fines se pueden alcanzar efectuando cementación forzada a alta presión; sin embargo, en pozos con intervalos disparados muy largos o donde no se quiere deteriorar la productividad de la formación, resulta muy difícil obtener un sello permamente en cada uno de los agujeros durante una sola operación, ya que un gran volumen de la mezcla de cemento es a menudo forzada sin necesidad solo en algunas de las fracturas inducidas, requiriendo por consiguiente la repetición de la operación hasta alcanzar un sello permanente sobre todos los agujeros.

2. Cementación a baja presión

Se pueden definir como cementaciones a baja presión aquellas en las cuales:

a) La presión de fondo frente a los intervalos perforados existente en la tubería de revestimiento no exceda en ningún momento la presión de fracturamiento de la formación.

b) Cuando se use una mezcla de cemento de fraguado retardado y una rata de filtración baja con el fin de llenar todos los huecos o vacíos fuera de la tubería de revestimiento y crear tapones o nódulos en ellos.

c) Una vez obtenido un sello sobre todos los agujeros abiertos, permita la perforación selectiva con el fin de reducir relaciones agua/petróleo y gas/petróleo si se considera necesario.

~~A continuación se presentan~~ varios métodos ~~conocidos~~ de cementación forzada a baja presión; incluída la sarta de cementación general.

Sarta de cementación:

La sarta de cementación se compone (de arriba hacia abajo) de:

Tubería de 3 $^{1}/2"$

Probador de tubería

Niple-asiento para tapones de probar tubería (opcional)

Empacadura recuperable (Baker FBRC)

Unión de seguridad

Tubería de 2 $^{7}/8"$ con o sin calibrador al fondo.

Métodos:

1. Método de situado - forzado - perforado (Fig. 2)

Este método no utiliza calibrador al extremo de la tubería de 2 $^{3}/8"$. La tubería de cola una vez situada la mezcla es sacada fuera de ella, posteriormente se asienta la empacadura y se comienza a forzar el cemento.

La mezcla entra en cada agujero tan pronto como se le aplica presión en la superficie. Cuando la presión firme deseada es obtenida ésta se deja unos 15 minutos más, para luego ser bajada paulatinamente a unas 1000 lpc durante 4 Hrs. antes de empezar a sacar la sarta de cementación.

Después de esperar 15 a 20 horas a partir del tiempo de la mezcla del cemento, se limpia la mezcla fraguada en el revestidor con barrena y raspador antes de efectuar la prueba de influjo.

2. Método de situado - forzado - lavado (Fig. 3)

Las principales diferencias con el anterior son:

a) El tiempo de fraguado es doble; lo que permite bombear inmediatamente una segunda mezcla; (en caso de insuficiencia de ésta);

b) Que el exceso de mezcla sea lavado y reversado.

La operación del lavado y reversado se hace bajando la tubería y cola al fondo en forma uniforme y se continúa simultáneamente reversando, ya sea con agua seguida de salmuera tratada o gas oil, teniendo cuidado de no usar presiones de bombeo que pudiesen fracturar la formación. (Generalmente se usa solo una quinta parte de la presión máxima obtenida).

Es recomendable que después de haber reversado el exceso de cemento a la superficie, situar frente al intervalo forzado una solución de $CaCl_2$ (3%) para acelerar el fraguado del cemento.

Después de esperar por el fraguado del cemento, se efectúa una prueba de influjo, continuando con la limpieza del revestidor con raspadores.

3. Método de forzado - lavado - calibrador (Fig.4)

Beach, O'Brien y Goin describieron este método utilizando un borde adicional al fondo de la tubería de cola, al cual llamaremos "calibrador, generalmente 1/2" menor que el diámetro interno del revestidor. El objetivo del calibrador es ayudar a la limpieza del cemento dirigiendo el flujo hacia las paredes del revestidor disminuyendo así los posibles requebramientos de los nódulos de cemento cuando hay que raspar el revestidor (raspadores, perforadores a bala, asentamiento de empacadura, etc.)

En esta operación la longitud de cola no puede ser más de 50 pies más larga que el intervalo agujereado a cementarse, colocando el "calibrador" a unos 10 o 15 pies - del tope del intervalo agujereado.

El proceso comienza asentando la empacadura. Se hace la prueba de inyección con el fluído en el hueco o con Gas oil. Se desasienta la empacadura, se bombea la mezcla de cemento hasta desplazarla unos 100' arriba del extremo inferior de la sarta de cementación, y se asienta de nuevo la empacadura.

Posteriormente se efectúa el forzamiento de cemento a baja presión, forzando así el fluído por debajo de la mezcla a la formación antes de que ésta pueda empezar a deshidratarse. Luego de obtenida la presión estable, se deja unos 15 minutos más y se reversa a la superficie el exceso de cemento desasentando la empacadura. A partir de este punto, continúa con el procedimiento situado - forzado - lavado.

4. Método de situado - forzado - lavado/calibrado (Fig. 5)

Este método se ha impuesto en la práctica en las operaciones de pozos donde se trata de reducir relaciones gas - petróleo y/o agua-petróleo. Su única diferencia con el segundo método es de que lleva un calibrador al extremo de la tubería de cola.

Sus ventajas respecto de los otros métodos son:

a) Con el método situado - forzado - perforado.

- Ahorra ± 20 Hrs. por cada trabajo, ya que la prueba de influjo no requiere perforar el cemento.
- Minimiza la posibilidad de requebrajar los nódulos de cemento cuando este es perforado.

b) Con el método de situado - forzado - lavado

- El uso de calibrador permite que la mezcla se adhiera de una forma mejor a las paredes del revestidor y que no obstruya el paso de los cañones y empacadores de producción.
- Los nódulos de cemento se resquebrajan muy poco o nada al meter raspador.

c) Con el método de forzado - lavado/calibrado

- No requiere el balanceo de columna
- La mezcla diseñada estará frente a cada intervalo al

METODOS PARA UNA CEMENTACION A BAJA PRESION

(1) SITUADO - FORZADO - PERFORADO

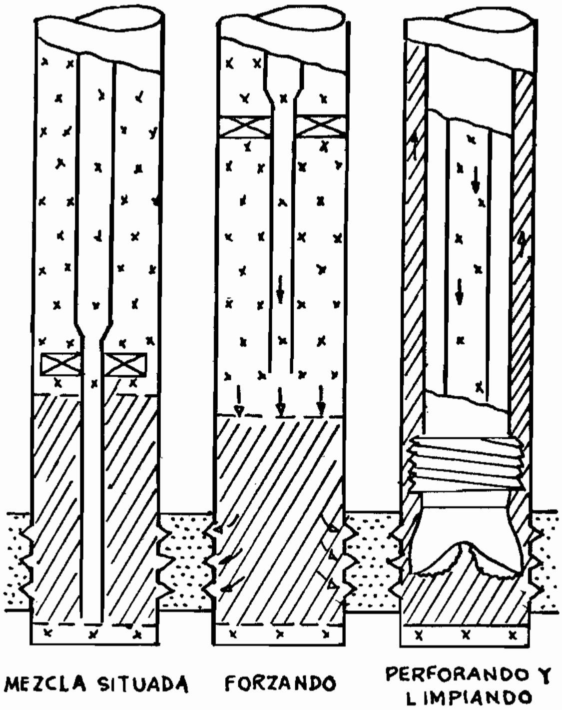


Fig - 2

(2) SITUADO - FORZADO - LAVADO

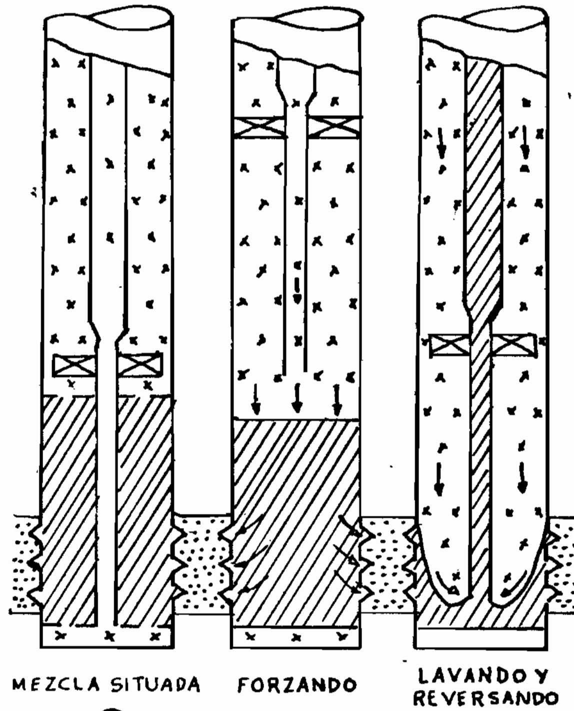


Fig - 3

(3) FORZADO - LAVADO / CALIBRADO

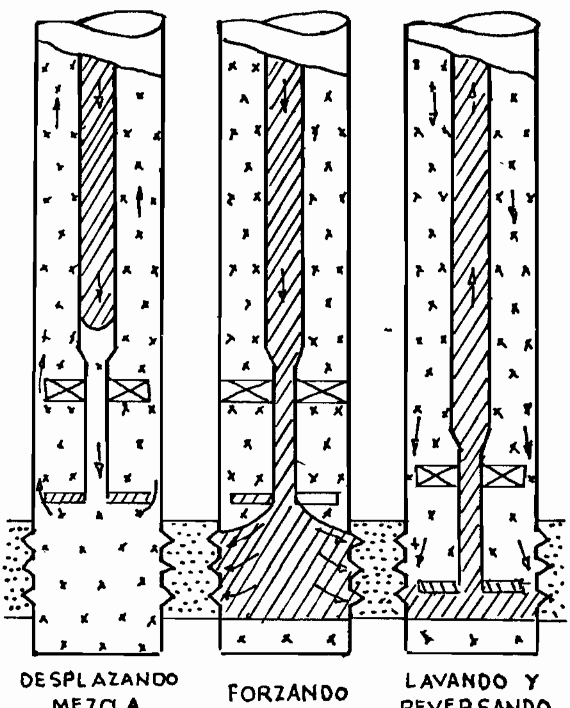


Fig - 4

(4) SITUADO-FORZADO-LAVADO/CALIBRADO

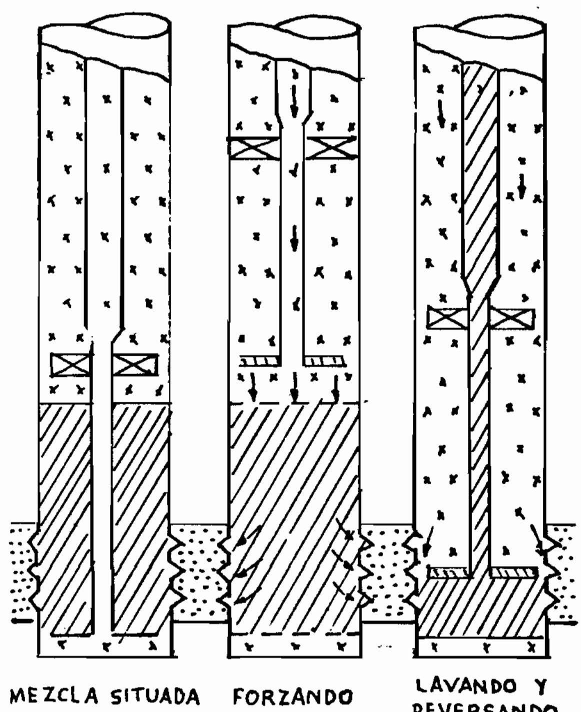


Fig - 5

momento en que empieza a aplicar presión en la superficie, asegurando una distribución homogénea sobre el intervalo a sellar.

- Permite correr empacaduras sin ameritar la escoriada del revestidor.

c. Efecto de Nódulos o Tapones (Fig. ~~6~~)

La operación de cementación forzada en ciertos pozos, no da resultados satisfactorios, por esta razón hay que repetirla(s) hasta conseguir un sellado conveniente.

Algunas de las causas que pueden producir fallas en la cementación forzada son:

1. El deterioro de los nódulos o tapones de cemento. (fig 6)

   Al obtener presión firme e indicación en la superficie de poca o ninguna deshidratación de la mezcla, no significa que existe una cementación satisfactoria. Las consecuencias que pueden presentarse a causa de lo anterior son:

   a) Al desahogar rápidamente la presión firme, pueden succionarse los tapones.

   b) Durante el lavado y reversado del exceso de cemento, si se usan presiones muy altas se obtiene una gran turbulencia, lo que trae como consecuencia el lavado del cemento que se encuentra detrás del revoque.

c) El efectuar la prueba de influjo precipitadamente, no permite a los nodulos o tapones adquirir suficiente - fraguado.

d) El deterioro de los nódulos puede ser causado también por severas caídas de presión de la prueba de influjo.

2. La baja calidad de los nódulos o tapones de cemento

En los pozos donde se usa solución de almidón, se tie ne indicios que el revoque formado por este, frente a los agujeros, haya afectado la formación de los nódulos, crean do una falsa adhesión en los agujeros.

Sin embargo en pozos en los cuales se usó salmuera tra tada o gas-oil, también hubo que repetir la operación tal vez debido a la presencia de sólidos extraños (desechos de balas, escorias del revestidor) que no fueron removi- dos en el trabajo de limpieza u otros presentes en el fluí do de reparación y depositados durante la prueba de inyec ción que impidieron la entrada de la mezcla de cemento.

Al ejercer presión en superficie la mezcla de cemento pierde agua y este filtrado invade las paredes cercanas al hueco, formando así nódulos; que consisten en un revo que de cemento sobre la formación porosa y permeable. (Fi gura 6).

PROCESO DE LA FORMACION DE UN NODULO DE CEMENTO EN UN AGUJERO

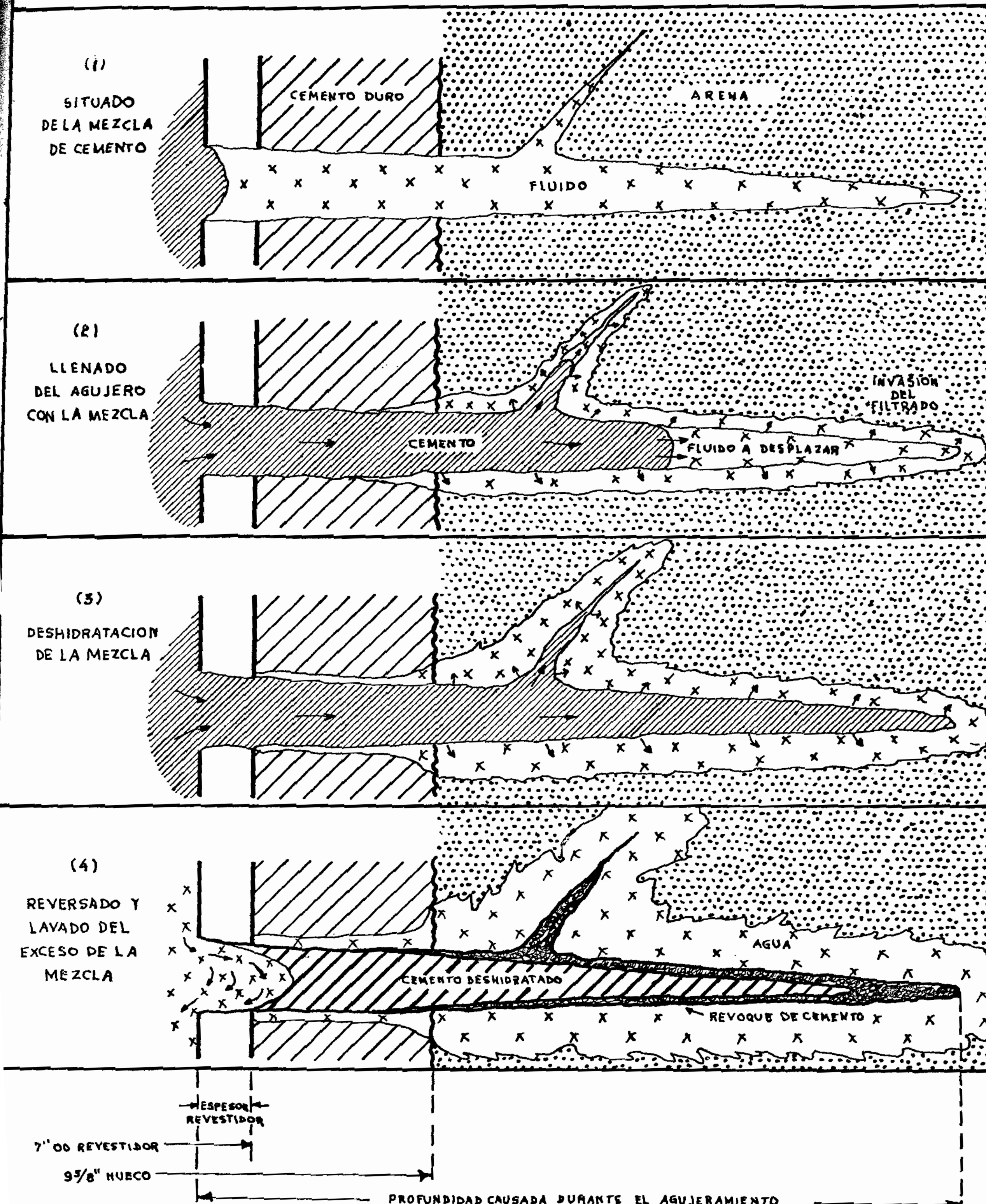


Fig - 16

d) Procedimiento para llevar a cabo una cementación forzada

1. Bajar sarta de cementación forzada compuesta de cola (longitud del intervalo perforado + longitud equivalente a 10, 15 o 20 Bls. de cemento dependiendo de la cantidad de cemento que se estima va a ser inyectada a la formación).
2. Probar la sarta de cementación forzada con 3000 Lpc.
3. Hacer prueba de inyectividad. Inyectar al comienzo con una presión de 500 Lpc menor que la presión de fractura de la formación y luego durante ± 5 minutos con una presión de ± 100 Lpc menor que la presión fractura.
4. Dependiendo de la rata y presión de inyección; bombear cemento para cubrir el intervalo perforado más el exceso estimado a ser vacilado. Como referencia se dan los siguientes rangos de volumen de cemento en exceso para ser bombeado:

Rata de Inyección	Volumen Exceso Cemento
1 - 3 BPM	5 - 7 Bls.
3 - 5 BPM	7 -12 Bls.
5 - 7 BPM	12 -20 Bls.

Si hay muchas pérdida de circulación en el pozo, colocar un exceso extra de cemento de ± 3 Bls.

NOTA: A. El tiempo de fraguado del cemento debe ser mayor de 3 Hrs. (± 5 Hrs.)

B. Hacer las pruebas de cemento antes de llevar a cabo una cementación forzada.

C. Chequear el correspondiente exceso de cemento a bombear.

D. Se debe dejar la presión firme de cementación forzada por lo menos 5 Hrs.

E. Los cálculos de la presión de fractura deben ser calculados de la forma más confiable.

F. Se debe inyectar el exceso de cemento de acuerdo a las presiones y ratas de inyección que está recibiendo la formación sin excederse de la presión de fractura.

2. COMPLETACION DE POZOS

1. Fundamentos básicos

a) Consideraciones del Yacimiento

Es necesario un conocimiento preciso de las características litológicas y de contenido de fluídos de una formación antes de que se pueda tomar una decisión conveniente en relación con la completación de un pozo. Una decisión equivocada puede resultar en que pase desapercibido todo un campo productor o en el gasto de muchos miles de sucres innecesarios en un intento de terminación infructuosa.

La manera en que se perfora y cementan los revestidores tiene una gran influencia sobre la completación de pozos debido a que si no se perfora con el lodo indicado, los perfiles de pozos pueden dar resultados erróneos, también si los revestidores no son debidamente cementados pueden causar una comunicación entre intervalos productores.

El propósito de tomar perfiles de los pozos es el de obtener un registro gráfico de una o más de las propiedades físicas o químicas de la formación geológica encontrada durante la perforación de un pozo.

Cuando se encuentra una formación con un contenido potencial de hidrocarburos, en la mayoría de los casos será necesario tener información adicional para determinar con precisión el caracter de las formaciones y la naturaleza de los fluídos dentro de ellas. Para el proceso de avalúo de la formación se necesita la siguiente información:

1. Porosidad
2. Permeabilidad absoluta
3. Permeabilidad efectiva de los distintos fluídos.
4. Saturación de agua intersticial.
5. Saturación original de aceite y/o gas.
6. Presión de la formación.
7. Composición de las rocas del yacimiento.

En la completación de un pozo es necesario tener conocimiento de las siguientes consideraciones del yacimiento:

- Tomar en cuenta la ubicación de los diferentes líquidos de las formaciones penetradas por la luz del pozo.
- El flujo de estos fluídos a través de la roca del yacimiento.
- Las características y propiedades petrofísicas de las rocas.
- Tasa de producción estimada para poder decidir el tama

ño de tubería a usarse.

- Los yacimientos existentes, para decidir si se baja completación sencilla o doble (selectiva o una sola empacadura).
- El mecanismo de impulso del yacimiento ya sea este por empuje hidrostático, capa de gas, gas en solución, subsidencia, etc.
- Considerar si lo que se va a producir es petróleo y/o gas.
- Prevenir las consecuencias en el caso que se programe una estimulación en el pozo.
- Si la producción del pozo va a ser ayudada por algún tipo de levantamiento artificial.

b) Consideraciones mecánicas

Mecánicamente, el diseño de completación del pozo es un problema complejo de ingeniería. La filosofía básica es la de diseñar según las condiciones específicas del pozo, las condiciones del campo y las condiciones del área.

La completación exitosa es el resultado de la selección adecuada del equipo y las técnicas precisas de completación para llevar a cabo las operaciones planeadas.

La selección de equipo y las técnicas adecuadas se determinan mucho mejor con un análisis de todas las condiciones que puedan afectar las instalaciones planeadas.

Sarta de producción

De acuerdo a las características del crudo y las producciones esperadas es posible usar tubería eductora desde diámetros (O.D.) de 1.05" hasta 4.1/2", siendo las más utilizadas las tuberías de 2 3/8", 2 7/8" y 3 1/2".

En general la sarta de producción está equipada de: Niples de seguridad, mangas de circulación, empacadura(s) fijas y/o recuperables, niples para pruebas de tubería, botellas y en ciertos casos mandriles para pozos que utilizan el mecanismo de levantamiento por gas lift.

En el caso de tener varios yacimientos productivos, algunas veces es conveniente el uso de completaciones dobles. Para la selección de este sistema se tiene en cuenta las siguientes consideraciones:

- El tamaño de revestidor de producción.
- Si la formación producirá gas para alimentar el sistema de gas lift.

- Si el petróleo tiene alta o baja relación gas-petróleo.

Trabajos de Guaya (wire Line)

Dentro de las consideraciones mecánicas también se pueden citar como puntos fundamentales los siguientes trabajos de guaya:

- Asentamiento selectivo del tapón (prong) en el niple. Su uso es para permitir probar la tubería y que los dispositivos de control de flujo sean corridos o cambiados por método de wire line.
- Abierta o cerrada de mangas de circulación. El beneficio de este trabajo es el de simplificar procedimientos para descargar un pozo cuando se completa o cambia el intervalo productivo.
- Bajar y asentar empacadura(s) fijas o tapón puente. La finalidad es de separar la producción de 2 o más zonas completadas en el mismo pozo y de permitir que la completación de un pozo sea más controlada.
- Recuperación (pesca) de herramientas quedadas dentro del pozo, producto de la rotura o caídas en el interior del mismo.

Petróleo Interamericano[20] presenta una "guía de artefactos de pesca petrolera" en la que se analizan:

1. Extracción de piezas tubulares
2. Extracción de piezas no tubulares
3. Destructoras del pescado.

2. Métodos de Completación

En los trabajos de completación se ha tratado de incorporar todas las previsiones para el desarrollo presente y futuro de recuperación secundaria y terciaria con inyección de vapor. Para esto se han tomado en consideración los siguientes parámetros: control de la producción de arena, tamaño necesario para cumplir con los requerimientos de producción, separación de gas y el análisis entre completación ideal y económica.

Los métodos de completación se los puede clasificar en tres categorías básicas. Estos son:

Completación a hueco abierto
Completación con forro (liner)
Completación con revestidor perforado

a) Completación a hueco abierto:

Anteriormente el procedimiento de completación a hueco abierto era el más utilizado en muchas áreas. Actualmente ha sido casi abandonado, excepto para formaciones de bajas presiones.

Este tipo de completación es útil donde hay solamente una zona productiva y el intervalo saturado de petróleo o gas es bastante grueso. En la Compañía Maraven de Venezuela, los pozos perforados en las calizas del cretáceo, han sido completados a hueco abierto para permitir máximo flujo en una zona de baja permeabilidad.

El procedimiento general para este tipo de completación es:

- Asentar el revestidor justo arriba de la zona de interés.
- Sacar núcleos en la zona productiva, en caso que sea necesario.
- Previo a la corrida de la tubería de revestimiento de producción se evalúan las zonas con los perfiles o registros tomados en hueco abierto, una vez terminada la perforación. Algunos de los perfiles normalmente utilizados son: sónico, neutrónico y de densidad para porosidad, SP-inducción eléctrico para resistividad, micro registro calibrador para visualización cualitativa de permeabilidad y verificación del diámetro del hoyo, rayos gamma para arcillosidad.
- Después de que se ha removido el equipo de perforación, en ciertos casos, se realiza tratamiento de estimula-

ción. Por lo general una acidificación para yacimientos de carbonatos o fracturamiento si el intervalo productivo es arenisca.

- Posteriormente se limpia el pozo y se baja tubería de producción. El equipo de levantamiento artificial es puesto en los pozos que los necesite.

Ventajas:

- El pozo puede ser probado a medida que se perfora.
- Se evita el gasto de perforación ("hiperjet")
- El peso del barro puede ser controlado para minimizar el daño de la zona de interés.
- La interpretación de registros no es crítica.
- El pozo puede ser ensanchado al fondo para empaquetarlo con grava.
- El pozo tiene la facilidad de ser completado con liner, con revestidor para ser cañoneado o profundizado cuando sea necesario.

Desventajas:

- Excesiva producción de gas o agua será difícil de controlar.
- El revestidor debe ser asentado antes de que se pueda

obtener la evaluación de la zona productiva por registros o núcleos.

- El intervalo productivo no puede ser selectivamente estimulado.
- La sección a hueco abierto requiere frecuente limpieza.

b) Completación con forro (liner):

Los liner son generalmente usados en completaciones a hueco abierto como medio para sostener las lutitas deleznables, o para prevenir la entrada de arena desmoronables. Los pozos muy profundos son completados de este modo como un medio de facilitar la perforación y permitir la instalación del equipo especial de completación.

Además de su gran ahorro económico, en la actualidad este tipo de completación ha tenido gran aceptación. Se han desarrollado equipos especiales para asentar "liner" con el fin de facilitar: el lavado del liner, la cementación, la suspensión del liner en el revestidor anteriormente bajado por un colgador que también hace la función de una empacadura.

La completación con liner pueden ser de dos tipos:

a) Completación con liner y tamiz.
b) Completación con liner ranurado.

En estos dos tipos de completación el forro es asentado sobre la zona productiva. En el caso a) el liner es forrado por un tamiz sin cementar. Las ventajas y desventajas de este sistema son:

Ventajas:

- El daño de formación mientras se perfora la zona del pozo se puede minimizar.
- No hay gastos en cañoneo.
- La interpretación de los registros no es crítica.
- Se adapta a técnicas especiales para control de arena.
- Evita problemas de limpieza.

Desventajas:

- Difícil de controlar excesiva producción de agua o gas.
- El casing de producción se asienta antes de perforar el horizonte productor.
- No es posible la estimulación selectiva.
- Se requiere tiempo adicional de mecha.
- Se reduce el diámetro a través de la zona de pago.
- El pozo no puede ser profundizado fácilmente

En el tipo b) el liner es cementado en el lugar y se lo cañonea selectivamente para producción. Mencionamos algunas ventajas y desventajas de este método.

Ventajas:

- Se reduce el daño de perforación.
- Se puede controlar o prevenir más fácilmente la excesiva producción de gas o agua.
- La formación puede ser estimulada selectivamente.
- El liner impide el flujo de arena y adicionalmente se adapta a técnicas especiales de control de arena.
- El pozo puede ser fácilmente profundizado.

Desventajas:

- Se restringe el diámetro de la boca del pozo a través de la zona de pago.
- Es crítica la interpretación de registros.
- Es más difícil de obtener trabajos de buena calidad en cementación del liner que en trabajos de cementación primarias de revestidores.
- Existen costos adicionales: Costo de perforación, gastos adicionales en cemento y tiempo adicional de mecha.

c) Completación con revestidor perforado

El método más popular de terminar un pozo es el de revestidor perforado. Este procedimiento ofrece las mejores posibilidades para subsiguientes trabajos de reparación y tratamientos de estimulación de formación.

La completación con revestidor perforado depende del éxito de la cementación y seguridad de aislamiento del petróleo o gas detrás del revestidor.

Los registros de adherencia del cemento tanto a la formación como al revestidor (CBL y VDL) son corridos previo al cañoneo de la tubería de revestimiento.

El punzonamiento de la tubería de revestimiento se realiza normalmente con hyperjet de 4 $^1/2$" D.E. produciendo un chorro de partículas finas que viajan a una velocidad del orden de 20000 pies/segundo y producen presiones de 5×10^6 Lpc, con penetraciones de 1/2" pulgada de diámetro y de 10 a 14 pulgadas de profundidad.

La densidad usual de disparos es de cuatro por pie. Los trabajos de perforación con balas a través del revestidor y tubería no se han popularizado por su bajo poder de penetración en las areniscas consolidadas que generalmente constituyen la mayor parte de los yacimientos productores.

En forma general las ventajas de la completación con revestidor perforado son:

- Se puede prevenir o controlar más fácilmente la excesiva producción de agua o gas.
- La formación puede ser estimulada selectivamente.
- El pozo puede ser fácilmente profundizado.
- El revestidor impedirá el influjo de arena. Adicionalmente la completación se adapta a técnicas especiales de control de arena.
- Diámetro completo a través de la zona de pago.
- Se dispone de registros para ayudar en la decisión de asentar el revestidor.
- Se adapta a todas las configuraciones de completación múltiple.
- Se requiere mínimo gasto de tiempo de mecha y registro.

Las desventajas son:

- El costo de perforación puede ser significativo.
- Es crítica la interpretación de los registros.
- Mayor peligro de dañar la formación en la zona de pago.

III. APLICACION PRACTICA

3.1. CEMENTACION

3.1.1. Programa de Cementación

A continuación presentamos un programa para cementar un revestidor de 7". (Fig. 12)

a) Circular de 3 a 5 horas dependiendo de la profundidad - del pozo, con el fin de hacer una buena limpieza en el hueco.

b) Chequear los retornos del barro para constatar que no hay pérdida de circulación.

c) Chequear que existe todo el material que se requiere para la cementación (zapata, cuello flotador, tapones,etc.)

d) Chequear que la compañía cementadora haya mezclado la cantidad correcta de cemento y aditivos.

e) Medir los tanques donde se recibirán los retornos, para luego una vez terminada la cementación chequear si hubo pérdida de circulación.

f) Conectar las líneas de la compañía de cementación al cabezote, probar las mismas con una presión $\pm$ 1000 Lpc mayor de la presión a la cual se asentará el tapón.

g) Se bombea 20 Bls de agua seguidos de 20 a 100 Bls. de "Mud - flush", que es un agente surfactante cuya función es la de "lavar" las paredes de la formación para eliminar el revoque. Posteriormente se bombean ± 20 Bls. más de agua para separar el cemento del "Mud - flush".

h) Se bombea la mezcla de cemento a la más alta rata posible, y mientras se esté mezclando el cemento es aconsejable tomar muestras: una seca y otra mojada, al comenzar y terminar de bombear la mezcla.

i) Constatar que el volúmen de mezcla bombeado corresponda a la cantidad de sacos de cemento requerido para el trabajo.

j) Terminado de bombear el cemento, colocar el tapón en el cabezote de cementación por debajo de la línea de entrada del fluído, procediendo luego a desplazar el cemento.

NOTA: Asegurarse que sea un tapón superior y que corresponda al tamaño y peso del revestidor que se está utilizando.

k) Desplazar el cemento hasta llegar al cuello flotador. Generalmente se lo hace con el fluído de completación para evitar tener que hacer un viaje con tubería posteriormente para cambiar el barro por el fluído de completación.

NOTA: - El desplazamiento debe iniciarse con una alta rata de bombeo (17 - 20 Bls/min);

- Faltando ± 40 Bls. para que el tapón llegue al cuello flotador, se disminuye la rata de bombeo para que el contacto con éste no sea brusco.

l) Una vez asentado el tapón (aproximadamente 3000 Lpc), se mantiene unos minutos (15 min.) y se desahoga la presión, observándose los retornos. Si se obtiene gran cantidad - (más de 10 Bls) de retorno es una indicación de que el e quipo de flotación ha fallado y será necesario bombear de nuevo y cerrar el pozo con ± 1000 lpc en el cabezal.

De no obtener retornos, se recomienda dejar el pozo sin presión para no crear un micro - annulus al desahogar la presión que podría dañar el adherimiento del cemento al revestidor.

m) Al concluír la cementación deben medirse los tanques don de se han recolectado los retornos.

El resultado debe ser igual a la suma de todos los fluídos que se bombean durante la cementación (agua + mud - flush + agua + cemento + salmuera).

n) Una vez terminada la operación, el ingeniero tiene la res ponsabilidad de hacer el reporte de revestidor/cementación (archivo del pozo).

A. Cálculo del rendimiento del cemento

Las constantes y factores de conversión está referidos en la sección Nº 230 de la referencia Nº 2 (Halliburton Cementing Table).

Ejemplo:

DATOS:

Cemento API de 94 Lbs/pc

Reductor de fricción CFR-2 (1.5% de 94 lbs/pc) = 1.410

Retardador HR-12 0.25% de 94 lbs/pc) = 0.235

Agua (solo requiere el cemento) $5.2 \frac{gal}{Sac}$

COMPONENTES	PESO (Lbs/Sac)	FACTOR* (Gal/lbs)	VOLUMEN (Gal/Sac)	REQ. AGUA* (Gal/Sac)
Cemento API	94.000	0.0382	3.5908	5.2
CFR-2 (1.5%)	1.410	0.0688	0.0970	No req.
HR-12 (0.25)	0.235	0.0984	0.0231	No req.
Agua	43.316	0.1200	5.2000	
	138.961		8.9109	

$$\text{Rendimiento} \quad \frac{8.9109}{7.48} \quad \frac{\text{Gal/Sac}}{\text{Gal/Pc}} = 1.1913 \text{ Pc/Sac}$$

$$\text{Peso de mezcla} = \frac{138.961}{8.9109} \frac{\text{(Lbs/pc)}}{\text{Gal/Pc}} \times 7.48 \frac{\text{Gal}}{\text{Pc}} = 116 \frac{\text{Lbs}}{\text{Pc}}$$

B. Cálculo del Volumen del Cemento

Para realizar dicho cálculo hay que tener conocimiento de los revestidores a usarse en el pozo.

Revestidores:

DIAMETRO (Pulg)	PESO Lbs/Pie	GRADO	CUELLO	INTERVALO (pies)	LONGITUD
10 $^3/4$"	40.5	J-55	STC	0 - 1500	1500
7	29	N-80	BT	0 - 2000	2000
7	23	N-80	BT	2000 - 5000	3000
7	26	N-80	LTC	5000 -10000	5000
7	29	N-80	BT	10000 -12200	2200
7	32	P-110	XL	12200 -13100	900

El hueco se perforó con mecha 9 $^5/8$" hasta 12250'. Determinando hueco promedio por información del registro caliper de 10 $^1/4$" (Fig. 12) de 8 $^3/4$" hasta profundidad total (13200 pies) determinándose el hueco promedio de 9" (Fig.12) (por caliper). Con esta información determinamos el volumen del cemento a usarse.

1. Volumen de cemento (V_1) (Fig. 12)

X_1 = Pies cementados entre la zapata + 2 tubos y el cuello flotador (82 pies). Tubería de 7", 32 Lbs/pie.

$$V_1 = \frac{X_1 \text{ x Capacidad Rev } 7"/32 \text{ lbs/pie}}{\text{Rendimiento (Bls)}} \quad \text{, Bls.}$$

2. Volumen de cemento (V_2)

X_2 = Pies cementados a hueco abierto (9") por debajo de la zapata.

$$V_2 = \frac{X_2 \text{ x capacidad hueco } 9"}{\text{Rendimiento (Bls)}} \quad \text{, Bls.}$$

3. Volumen de cemento (V_3)

X_3 = Pies cementados entre hueco abierto 9" y revestidor de 7"

$$V_3 = \frac{X_3 \text{ x Capacidad entre hueco 9" y Rev. 7"}}{\text{Rendimiento (Bls)}}, \text{ Bls.}$$

4. Volumen de cemento (V_4)

X_4 = Pies cementados entre hueco abierto 10 1/4" y revestidor de 7".

$$V_4 = \frac{X_4 \text{ x Capacidad entre hueco 10 1/4" y Rev. 7"}}{\text{Rendimiento (Bls)}}, \text{ Bls.}$$

5. Volumen total (V_T)

$$V_T = V_1 + V_2 + V_3 + V_4$$

NOTA: Este pozo fue escogido para tomar núcleos (Ver referencia 16)

C. Cálculo del desplazamiento del cemento

Necesitamos conocer las capacidades de los revestidores.

REVESTIDOR		CAPACIDAD Bls/pie		LONGITUD (pies)		VOL. REV. 7" (Bls)
Rev. 7"/32 lbs/pie	=	0.036	x	900	=	32.40
Rev. 7"/29 lbs/pie	=	0.0371	x	2200	=	81.62
Rev. 7"/26 lbs/pie	=	0.0382	x	5000	=	191.00
Rev. 7"/23 lbs/pie	=	0.0393	x	3000	=	117.90
Rev. 7"/29 lbs/pie	=	0.0371	x	2000	=	74.20
						497.12 Bls.

Desplazamiento = 497.12 Bls - V_T

D. Tiempo de Bombeo

a) Tiempo bombeando cemento (T_1)

$$T_1 = \frac{V_T \text{ (Bls)}}{\text{Rata de flujo (Bls/min.)}} = \text{(min.)}$$

b) Tiempo colocando tapón (T_2)

T_2 10 a 15 minutos

c) Tiempo desplazando.

Considerando los siguientes valores como ejemplo:

$$\text{Capac. Bomba}^{(2)} \left| \begin{array}{ll} 85\% & \text{eficiencia} \\ 6\ ^1/2" & \text{diámetro} \\ 16" & \text{carrera} \end{array} \right| = 0.1723 \text{ Bls/stroke}$$

del volumen total (V_T) hay que bombear primero $\pm$100 stroke/min (Mayor volumen V_{T1}) y cuando esté cerca al tapón $\pm$ (20 Bls) bombear a 65 stroke/min. (V_{T2}).

$$T_3 = \frac{V_{T1}}{100 \dfrac{\text{stroke}}{\text{min.}} \times 0.1723 \dfrac{\text{Bls}}{\text{stroke}}} = \text{(min)}$$

$$T_4 = \frac{V_{T2}}{65 \dfrac{\text{Stroke}}{\text{min.}} \times 0.1723 \dfrac{\text{Bls}}{\text{stroke}}} = \text{(min)}$$

d) Tiempo Total T_T

$$T_T = T_1 + T_2 + T_3 + T_4$$

E. Tiempo de fraguado (T_F)

a) Se estima como el doble del tiempo de bombeo

$$T_F = 2\ T_T$$

b) Puede ser determinado por las pruebas de laboratorio, o sea sometiendo a la mezcla de cemento y aditivos, a presiones y temperatura del yacimiento.

.2. Cálculo de Presiones

A. Presión Hidrostática (Ph)

Datos asumidos:

Se bombearon: 200 Bls Lodo (CBM) de 72 Lbs/Pc
20 Bls agua 63 lbs/Pc
50 Bls mud - flush 62 lbs/Pc
20 Bls agua 63 Lbs/Pc
71 Bls cemento 116.6 Lbs/Pc

Capacidades: 0.0545 Bbl/pie....(Hueco 10 1/4" x Rev. 7")
0.0311 Bbl/pie....(Hueco 9" x Rev 7")

1. Cálculo de la altura de cada uno de los Fluídos. (Fig.12)

a. Altura que alcanzan 71 Bls. de cemento. Determinar los barriles alojados en 860'

13110 - 12250 = 860'

860 x Cap 9" x Rev 7" = 860' x 0.0311 = 26.75 Bls.

71 Bls. - Bls. desplazado en 9" x Rev. 7"

71 Bls. - 26.75 = 44.25 Bls.

Determinar altura que llegan 44.25 Bls en 10 $^1/4$"x 7"

$$\frac{44.25 \text{ Bls}}{\text{Cap } 10^1/4\text{" x Rev. 7"}} = \frac{44.25}{0.0545} = 811 \text{ pies}$$

13110 - 860 - 811 = 11439 pies

b) Altura que alcanzan 20 Bls. agua

$$\frac{20 \text{ Bls}}{\text{Cap } 10^1/4 \text{ x 7"}} = \frac{20 \text{ Bls}}{0.0545 \frac{\text{Bls}}{\text{pie}}} = 367 \text{ pies}$$

c) Altura que alcanzan 50 Bls. Mud - flush

$$\frac{50 \text{ Bls}}{\text{Cap } 10^1/4 \text{" x 7"}} = \frac{50 \text{ Bls}}{0.0545 \frac{\text{Bls}}{\text{pie}}} = 917 \text{ pies}$$

d) Altura que alcanza 20 Bls. agua

Igual que (b) = 367 Pies

e) Altura que alcanzan 200 Bls. lodo CBM

$$\frac{200 \text{ Bls}}{\text{Cap } 10^1/4 \text{ x 7"}} = \frac{200 \text{ Bls}}{0.0545} = 3670 \text{ Pies}$$

$$Ph = \sum_{i=a}^{e} h \times \text{Peso}$$

$$Ph = 6118 \text{ pies} \times \frac{72 \text{ lbs/Pc}}{144 \text{ pulg /pie}} = 3059 \text{ Lpc}$$

$$= 3670 \text{ pies} \times \frac{72 \text{ lbs/Pc}}{144 \text{ pulg /pie}} = 1835 \text{ Lpc}$$

$$= 2(367) \text{ pies} \times \frac{63 \text{ lbs/Pc}}{144 \text{ pulg /pie}} = 322 \text{ Lpc}$$

$$= 917 \text{ pies} \times \frac{62 \text{ lbs/Pc}}{144 \text{ pulg /pie}} = 395 \text{ Lpc}$$

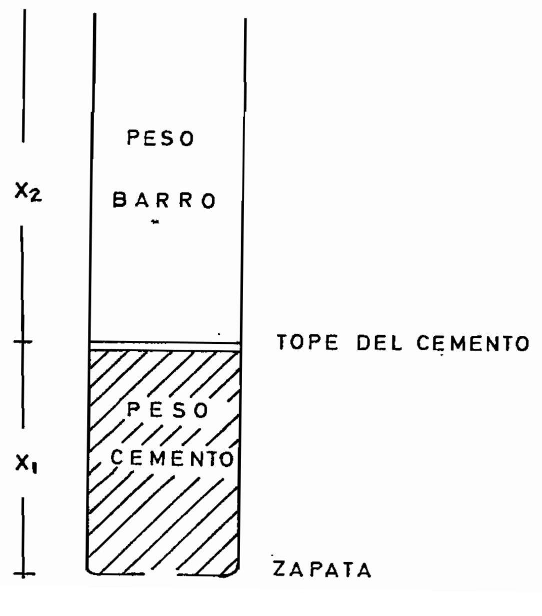
$$= 1671 \text{ pies} \times \frac{116.6 \text{ lbs/Pc}}{144 \text{ pulg /pie}} = \underline{1353 \text{ Lpc}}$$

$$Ph = 6964 \text{ Lpc}$$

B. Cálculo de presión de estallido

Presión interna de la columna (condición más crítica)

a) CASO: Antes de la salida del cemento de la zapata (P_E).

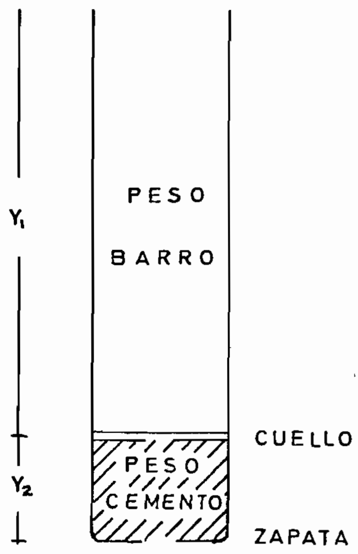


X_1 = Altura que alcanza el cemento

X_2 = Altura que alcanza el barro

$$P_E = \frac{X_1 \text{ x Peso cemento (Lbs/Pc)}}{144 \text{ Pulg}^2/\text{Pie}^2} + \frac{X_2 \text{ x Peso Barro (Lbs/Pc)}}{144 \text{ Pulg}^2/\text{pie}^2}, \text{(Lpc)}$$

b) CASO: Cemento desplazado con exceso de presión para asentamiento del tapón (P_I)



y_1 = Altura que alcanza el barro

y_2 = Intervalo entre cuello y zapata.

Pas. = Presión de asentamiento del tapón, Lpc

$$PI = \frac{Y_1 \text{ x peso barro}}{144} + \frac{Y_2 \text{ x peso cemento}}{144} + \text{Pas, (Lpc)}$$

NOTA: Para operación normal:

P estallido[2] debe ser > P estallido calculada

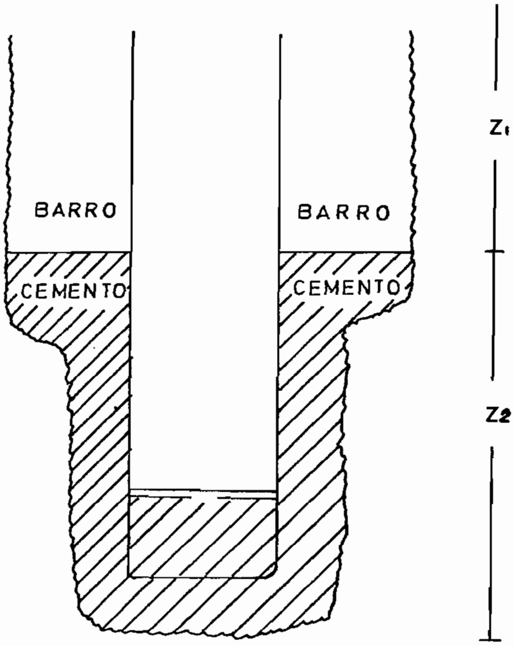
C. Cálculo de Presión de Colapso (Pc)

Presión externa de la columna (condición más crítica)

Pc = Presión de colapso

Z_1 = Altura que alcanza el barro

Z_2 = Altura que alcanza el cemento



$$P_C = \frac{Z_1 \text{ peso barro}}{144} \times \frac{Z_2 \text{ peso cemento}}{144}$$

NOTA: Para operación normal:

P colapso[2] debe ser > Pcolapso calculada

Cálculo de presión diferencial (P_D)

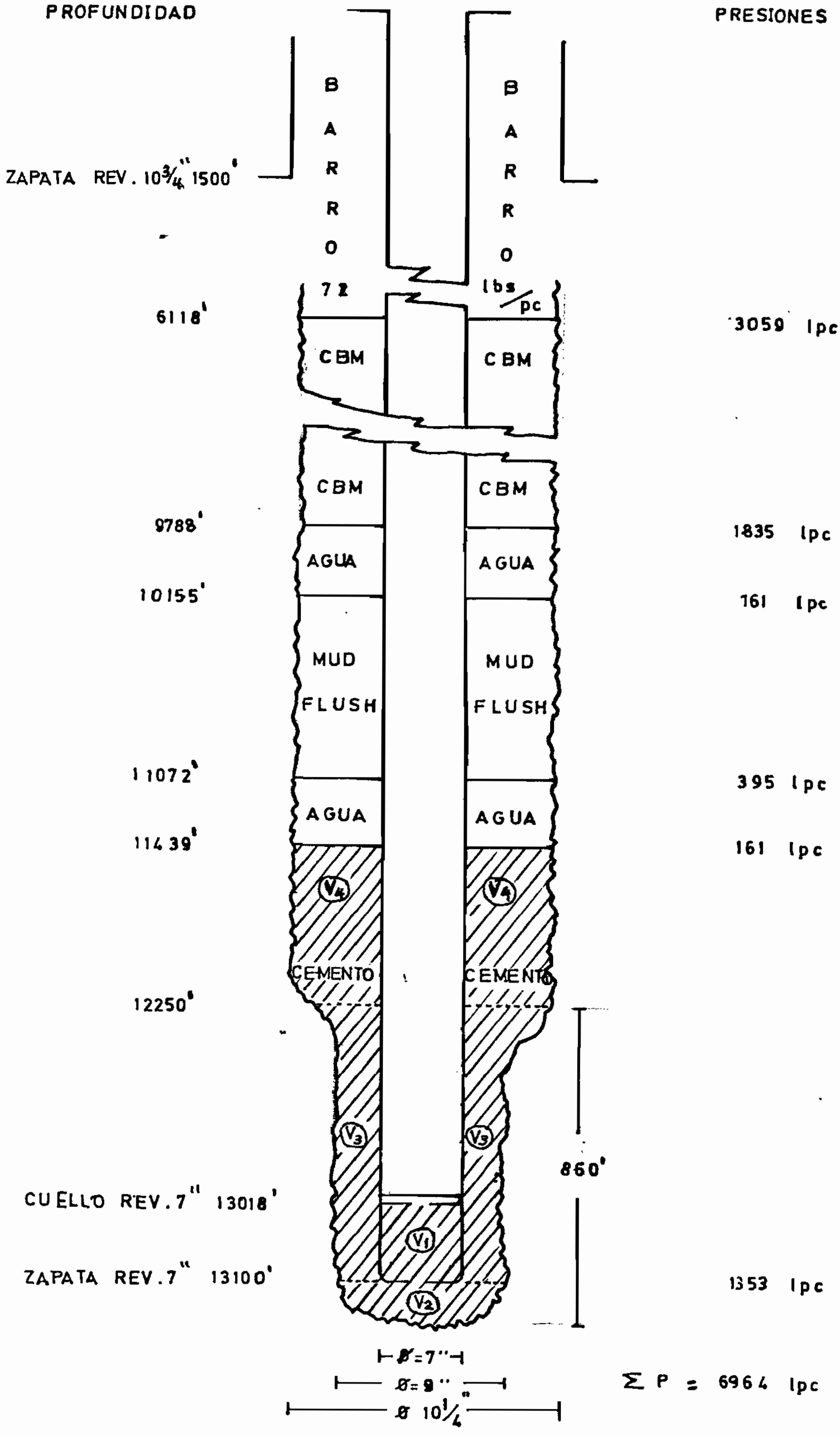
$$P_D = PI - Pc$$

D. Cálculo de presión máxima de bombeo ($P^*max.$)

$$P^*max. = P\ fractura - P\ hidrostática$$

CEMENTACION DE REVESTIDOR DE "7"

Fig - 12



.3. Análisis de la Cementación

En casi todas las áreas, algunos operadores manifiestan tener problemas con la cementación primaria o secundaria, mientras que otros aseguran no tenerlos. A pesar de que en muchos casos ambos grupos usan el mismo material para la cementación. Esto indica que el método operacional es más importante que la búsqueda contínua de mejores materiales para ese trabajo.

La calidad de adherencia de cemento es determinada por las pruebas de presiones en el momento que se realiza la limpieza del cemento, la prueba de influjo y la toma del registro de adherencia (CBL).

Pruebas de presiones

Después de fraguado el cemento, el revestidor se somete a presión para comprobar que no existe fuga; si así sucede, se limpia el exceso de cemento bajando "drill pipe" con "mecha" y adicionalmente en la misma sarta se coloca un raspador (scraper).

Durante la limpieza del cemento es conveniente probar el revestidor en varias posiciones dentro del intervalo de perforaciones. Las posiciones de las pruebas van a depender de la finalidad de la cementación.

Pruebas de Influjo

En el caso de que las pruebas de presión no sean satisfactorias, se debe hacer una prueba de influjo, la cual consiste en dejar fluír la formación con una presión determinada.

Para realizar la prueba de influjo, debe asentarse previamente una empacadura "retrievamatic", luego se procede a eliminar el tapón del niple "J", levantado el mismo unos 1000'. Se espera un tiempo prudencial (± 30 minutos) y se baja de nuevo la herramienta. Si el nivel de fluído ha subido por encima del niple "J", se nota una caída en la tensión de la guaya, al observarse una reducción de velocidad de la herramienta, al entrar la misma en el medio líquido.

Si se comprueba que el nivel de la columna de fluído ha subido por encima del niple "J", esto es un indicio de que la formación está fluyendo y que la cementación ha fracasado.

Registro de adherencia del cemento (CBL)

Las dificultades presentadas en la evaluación de los trabajos de cementación, obligaron a la invención del registro de adherencia del cemento. Muchos perforadores lo aceptaron cuando la interpretación era difícil y otros lo descartaron cuando encontraron errores en los resultados.

Para cumplir los objetivos de la cementación, la única manera de saber si se había tenido éxito, era tomando un registro que indicara el grado de adherencia del cemento detrás del revestidor y el que cumplía con este propósito era el "CBL". En ciertos casos es difícil obtener cemento en forma contínua debido a que:

1. El revestidor no está debidamente centrado.
2. El desplazamiento del cemento pueda provocar la canalización de ciertas zonas.
3. La adherencia al revestidor es difícil debido a que la superficie de acero no es muy apta para el pegamiento de la lechada de cemento.
4. La adherencia a la formación es difícil porque sus superficies están cubiertas con un revoque de lodo blando.

!. CEMENTACION FORZADA

.. Procedimiento y alternativas que se presentan en una cementación forzada

Cementación forzada a baja presión.- Para llevar a efecto una cementación forzada a baja presión, se deben dar los siguientes pasos:

a) Se baja al pozo tubería de 3 $^{1}/2$" con una "cola" de tubería de 2 $^{7}/8$" abierta en la punta; la longitud de la cola es igual al largo de la columna de cemento más 200 ó 300 pies extras. En el tope de la tubería de 2 $^{7}/8$" se coloca el siguiente equipo:

1. Niple H de 2 $^{7}/8$"
2. Niple de 2 $^{7}/8$ de $\pm$ 15'
3. Empacadura "retrievamatic"
4. Niple de 2 $^{7}/8$ de $\pm$ 10'
5. Botella de 2 $^{7}/8$ x 3 $^{1}/2$"

b) Una vez bajada la tubería de 3 $^{1}/2$" x 2 $^{7}/8$" se prueba la misma colocando un tapón en el niple "H" durante 15 minutos con una presión superior a la máxima que pueda alcanzarse durante la cementación forzada en $\pm$500 Lpc.

$$P\ prueba\ tubería = P\ max + 500,\ (Lpc)$$

c) Se desahoga la presión, se recupera el tapón del niple "H" y se procede a realizar una prueba de inyección para tener idea del volumen del fluído que acepta la formación a una presión determinada. A tal efecto se asienta la empacadura "retrievamatic" girando la tubería y se forzan en la formación 10 Bls. del fluído existentes en el hueco con una presión igual ó inferior a la máxima, que se podría alcanzar durante la cementación forzada; esto quiere decir que durante la prueba de inyección se puede alcanzar la máxima presión sin haber inyectado los 10 Bls de fluído, lo cual indica que el volumen de mezcla de cemento que aceptará la formación va a ser igual o inferior al aceptado durante la prueba de inyección.

El otro caso extremo es cuando la formación acepta los 10 Bls de fluído sin alcanzar la máxima presión, lo cual indica que la formación probablemente aceptará un volumen grande de mezcla de cemento. Sin embargo, no hay que olvidar al hacer este análisis relativo, la diferencia de viscosidades entre un fluído existente en el hueco y la mezcla de cemento, lo cual limita el paso del cemento entre los intersticios de los granos de cuarzo de las arenas, con el agravante de que el cemento ha iniciado su proceso de deshidratación haciéndose cada vez más viscoso con el transcurso del tiempo.

d) Finalizada la prueba de inyección, se desasienta la empacadura "retrievamatic" y se procede a mezclar y bombear el cemento; es conveniente bombear delante del cemento agua y "mud flush" para evitar que el cemento se contamine con el fluído existente en el pozo.

e) Terminado el desplazamiento del cemento se eleva la tubería y se coloca la punta de la misma a unos 150' ó 200' del tope de la columna de cemento, procediéndose a asentar la empacadura retrievamatic.

Durante el tiempo operacional en el bombeo y desplazamiento del cemento es conveniente verificar en los tanques de la plataforma o gabarra de perforación el retorno de los fluídos, para determinar si ha habido pérdida de circulación, para saber exactamente, en este caso, que volumen de cemento se tiene en el revestidor en el momento de comenzar a forzar el cemento. Esto es con el fin de que nunca se force un volumen de cemento superior al que haya entre el tope real de la columna de cemento y unos 100' por encima del tope de las perforaciones.

f) Con la empacadura asentada se comienza a forzar cemento en la formación (vacilar) usando las bombas del equipo de cementación, según los siguientes criterios:

1. TIEMPO: Se dispone un tiempo máximo para vacilar el cemento antes de que alcance su tiempo de fraguado. Este tiempo es:

$$t_V = t_F - t_O$$

t_V = Tiempo que se dispone para vacilar

t_F = Tiempo de fraguado del cemento

t_O = Tiempo operacional

2. EL "VACILEO" del cemento debe iniciarse con una presión tentativa de acuerdo a los resultados obtenidos durante la prueba de inyección. Se puede tomar como presión inicial para el vacileo, la mínima presión obtenida durante

la prueba de inyección, a la cual la formación empezó a aceptar el fluído.

Una vez tomada una presión inicial para comezar el vacileo, se empieza a forzar el cemento de tal manera que la presión vaya aumentando progresivamente a intervalos iguales de tiempo, los cuales serían directamente proporcionales al volumen de mezcla de cemento que vaya aceptando la formación; es decir, si la formación está aceptando un volumen grande de cemento, los intervalos de tiempo a tomarse para realizar los incrementos de presión deben ser mayores.

Así como es importante distribuír los intervalos de aumento de presión en el tiempo de que se dispone (t_V), es conveniente también distribuír el volumen de cemento a forzar en la formación, pues no es conveniente inyectar todo el volumen de cemento disponible para vacilar, sin tener una presión alta (relativa a la máxima presión, P max) y un tiempo de fraguado (t_F) también alto, ya que al intentar alcanza presiones más elevadas se está inyectando el cemento que se tiene como margen de seguridad entre el tope de las perforaciones y 100' por encima de las mismas.

En pozos donde se tienen problemas por alta pérdida de circulación, una vez asentada la empacadura, no es conveniente comenzar a vacilar cemento inmediatamente sino esperar un tiempo prudencial para que el cemento se des hidrate un poco haciéndose más viscoso; evitándose de este modo que al inyectar al inicio un gran volumen de cemento ocurra la situación planteada en el párrafo anterior.

Al comenzar el "vacileo" del cemento, los tanques de la plataforma o gabarra de cementación deben estar completamente llenos para así saber con seguridad el total de volumen de cemento vacilado en la formación.

TABLA VII

FORMA DE VACILAR CEMENTO

HORA	LECTURA EN LOS TANQUES	VOLUMEN BOMBEADO	PRESIONES INICIAL	PRESIONES ALCANZADA	VOLUMEN TOTAL BOMBEADO	TIEMPO TRANSCURRIDO DESDE QUE EMPEZO A BOMBEAR CEMENTO
2:30	1	1	0	1000	1	1 Hr 10 min.
2:45	1 1/2	1/2	800	1200	1 1/2	1 Hr 25 min.
3:00	1 3/4	1/4	850	1300	1 3/4	1 Hr 40 min.
3:30	1 3/4	0	1000	1400	1 3/4	2 Hr 10 min.
4:00	1 3/4	.0	1300	1500	1 3/4	2 Hr 40 min.
4:30	2	1/4	1450	1800	2	3 Hr 10 min.

De la tabla VII se puede observar lo siguiente:

1. Un incremento de presión no necesariamente indica que la formación debe aceptar cemento; por eso, es conveniente aumentar la presión en un rango superior al que se venía

haciendo, ya que la formación puede no estar aceptando cemento, no por estar saturada, sino por falta de presión.

2. A medida que transcurre el tiempo, las caídas de presión van siendo menores, debido a que el cemento está fraguando y aguanta más la presión.

3. Para el vacileo del cemento no hay regla establecida sobre su forzamiento, sino que todo depende de la manera como se esté comportando la formación, al aceptar el cemento.

Por regla general se puede decir que muy difícilmente dos pozos al ser sometidos a cementación forzada van a comportarse de igual forma.

En resumen es criterio del ingeniero de operaciones planificar la forma de vacilar el cemento sin olvidar que existen formaciones que tiene un tiempo límite para alcanzar una presión máxima y constante; también que tiene un volumen de cemento el cual teóricamente debe ser inyectado en un tiempo límite y con la máxima presión.

En caso de que la formación haya aceptado menos del 50% del volumen de cemento a vacilar y habiendo transcurrido más del 50% del tiempo (t_V), se pueden aumentar los incrementos de presión y disminuír el lapso de tiempo entre los mismos, de tal manera que se alcance rápidamente la máxima presión; continuando el vacileo del cemento de tal forma que los incrementos de presión tengan como límite la máxima presión, sin haber llegado a inyectar en el otro 50% del tiempo (t_V), el resto de mezcla de cemento a forzar en la formación; es decir que al proceder de esta manera no se va a vacilar el resto del cemento disponible, antes de tener una presión constante. En este caso, la prueba de influjo aporta valiosa información para tomar la decisión.

El vacileo del cemento se puede dar por finalizado cuando se tenga una presión constante durante un lapso de tiempo que fluctúe entre 1/2 hora y 3/4 hora.

g) Lograda la presión máxima y constante, se procede a desahogar lentamente la misma, observándose en los tanques de la plataforma o gabarra de cementación el retorno (back-flow). El volumen de mezcla inyectado en la formación será igual al volumen total bombeado (lectura final en los tanques) menos el back flow o retorno (lectura de los tanques al terminar de desahogar la presión).

h) Se procede luego a cerrar el pozo, colocando 1000 Lpc. en el cabezal del mismo, durante un lapso de tiempo aproximadamente igual al tiempo de fraguado del cemento. Durante este tiempo debe verificarse cuidadosamente que la presión en el cabezal no haya bajado.

Concluído el tiempo de cierre del pozo, se desahoga la pre sión, se desasienta la empacadura y se recobra la tubería utilizada para realizar la cementación forzada.

Limpieza del exceso de cemento

Para limpiar el exceso de cemento de baja tubería drill pipe con mecha y adicionalmente en la misma sarta se coloca un raspador (scraper) lo cual es conveniente para limpiar bien el revestidor, sobre todo en el caso de que el pozo se vaya a completar selectivamente con varias empacaduras.

Durante la limpieza del cemento es conveniente probar el revestidor varias veces en las siguientes posiciones:

1. Antes de comenzar a limpiar cemento.
2. En varias posiciones dentro del intervalo de perforacio nes. Las posiciones de las pruebas van a depender de la finalidad de la cementación forzada. Si este fue para corregir una entrada de gas y/o agua que producía una al ta RGP y/o alta RAP, las pruebas se harán antes y después de limpiar el cemento frente a los intervalos donde se sospeche que provenga el gas y/o el agua. Las pruebas se deben hacer antes de limpiar el cemento frente a los in tervalos cementados, pues así se está seguro de que una caída de presión se debe a que se está inyectando en la

formación a través de estos intervalos y no a través de los intervalos cementados por arriba.

2. Ejemplos Prácticos

Cálculos para cementación forzada

POZO AM-VM-1 (Fig. 13)

1. Gradiente de fractura (G frac.). Ver apéndice 1.

$$G\,frac. = 0.264 + 0.736\ \left(\frac{P_{fm}}{D}\right) + 0.037\ \left(1 - \frac{P_{fm}}{D}\right)\ \frac{D}{1000}$$

$$G\ frac. = 0.264 + 0.736\ \left(\frac{1512}{11078}\right) + 0.037\ \left(1 - \frac{1512}{11078}\right)\ \frac{11078}{1000}$$

$$G\ frac. = 0.71\ Lpc/pie$$

NOTA: Como se trata de un pozo de desarrollo, la información de presión de formación fue dada por yacimientos.

2. Presión máxima de cementación forzada (P_{max})

$$P\,max. = (G\ frac. - G\ fluído)\ x\ D - 400$$

$$P\,max. = (0.71 - 0.44)\ x\ 11078 - 400$$

$$P\,max. = 2591 \simeq 2600\ Lpc$$

3. Volumen de cemento (V_1)

$$V_1 = \frac{X(pies)\ x\ Cap.\ Revest.\ (Bls/pie)\ x\ 5.61\ (Pc/Bls)}{Rendimiento\ cemento\ (Pc/Sac)}$$

X_1 = Intervalo sometido a cementación forzada = 11265' - 11078 = 187. Capacidad revestidor de 7"/32 lbs = 0.036 Bls/pie

Rendimiento = 1.19 Pc/Sac

$$V_1 = \frac{187 \text{ pies x } 0.036 \text{ Bls/pie x } 5.61 \text{ Pc/Bls}}{1.19 \text{ Pc/Sac}} = 31.75 \text{ Sac}$$

V_1 = incluye cemento para cubrir las perforaciones + 100' de cemento sobre las perforaciones.

4. Volumen de cemento a forzar (V_2)

NOTA: Generalmente se asumen 10 Bls.

$$V_2 = \frac{10 \text{ Bls x } 5.61 \text{ Pc/Bls}}{1.19 \text{ Pc/Sac}} = 47.1 \text{ Sac}$$

5. Volumen total (V_T), en número de sacos

$$V_T = V_1 + V_2$$

$$V_T = 31.7 + 47.1 = 78.8 \text{ Sac}$$

6. Volumen total (V_b), en barriles

$$V_b = \frac{V_T \text{ (Sac) x Rend (Pc/Sac)}}{5.61 \text{ (Pc/Bls)}}$$

$$V_b = \frac{78.9 \text{ (Sac) x } 1.19 \text{ Pc/Sac}}{5.61 \text{ Pc/Bls}} = 16.7 \text{ Bls.}$$

7. Altura que alcanza el cemento.

E = Profundidad del fondo de la tubería = 11265.

NOTA: La profundidad total es 11270 o sea donde se encuentra el tapón puente, pero siempre se sube la tubería de 5' a 10' para permitir el paso libre del cemento, ya que al fondo siempre se van a encontrar con residuos lo que dificultan el paso de la mezcla de cemento.

a. Altura que alcanza el cemento con tubería adentro.

Capacidad "anular" entre revestidor 7"/32 lbs. y cola 2 7/8"/6.85 lbs/pie	=	0.0280
Capacidad "cola" 2 7/8"/6.85 lbs/pie	=	0.0058
Capacidad (I)		0.0338

$$X' = \frac{V_b \text{ (Bls)}}{\text{Capacidad (I) (Bls/pie)}}$$

$$X' = \frac{16.7 \text{ Bls}}{0.0338 \text{ Bls/pie}} = 494 \text{ Pie}$$

Tope de cemento = E - X' = 11265 - 494 = 10771

b. Altura que alcanza el cemento sin tubería adentro.

Capacidad revestidor de 7"/32 lbs/pie = 0.036 Bls/pie

$$X = \frac{V_b \text{ (Bls)}}{\text{Cap. rev. 7"/23 lbs/pie}}$$

$$X = \frac{16.7 \text{ Bls}}{0.036 \text{ Bls/pie}} = 464 \text{ pies}$$

Tope del cemento = E - X = 11265 - 464 = 10.801 pies

8. Desplazamiento con la punta de la tubería en E

E = Profundidad punta de tubería	=	11265	pies
L = Longitud de la cola	=	650	pies
X = Altura del cemento sin la tubería adentro	=	464	pies
X'= Altura del cemento con tubería adentro	=	494	pies

$$L = 464 + 186 = 650 \text{ pies}$$

a) Tubería de 2 7/8"

Capacidad de 2 7/8"/6.5 lbs/pie = 0.0058 Bls/pie

(L - X') x Cap. Tub. 2 7/8"/6.5 lbs/pie

(650 - 494) x 0.0058 = 0.90 Bls.

b) Tubería 3 1/2"

Capacidad de 3 1/2"/9.3 Lbs/pie = 0.0087 Bls/pie

(E - L) x Cap. Tub. 3 1/2"/9.3 lbs/pie

(11265 - 650) 0.0087 = 92.3 Bls

c) Capacidad de las líneas en superficie 2.00 Bls

DT = Desplazamiento total (a + b + c) = 95.20 Bls

9. Altura que alcanza 30 Bls. de agua

a) Capacidad anular = (cola 2 7/8" x Rev. 7", 32 Lbs/pie)

= 0.028 Bls/pie

C_c = (L - X') (Cap. An.)

C_c = (650 - 494) (0.028)

C_c = 4.36 Bls.

C_t = 30 Bls. - C_c

C_t = 30 Bls. - 4.36 Bls.

C_t = 25.64 Bls.

b) Capacidad anular = (tubería 3 $^{1}/2"$ x Rev. 7", 32 Lbs/pie)

= 0.0242 Bls/pie

$$B = \frac{C_t}{\text{Cap. (Tub x Rev.)}}$$

$$B = \frac{25.64 \text{ Bls}}{0.0242 \text{ Bls/pie}}$$

$$B = 1059.5 \text{ pies}$$

B = Altura de los 30 Bls. de agua sobre la botella de 2 $^{7}/8"$ x 3 $^{1}/2"$

10. Volumen de agua para equilibrar los 30 Bls. de agua, cuando se saca la tubería de 3 $^{1}/2"$ x 2 $^{7}/8"$

a) (L - X') x Cap. Tub. 2 $^{7}/8"$ Bls/pie

(650 - 494) 0.0058 = 0.90 Bls.

b) B x Cap. tub. 3 $^{1}/2"$ Bls/pie

1059.5 x 0.0087 = 9.21

Volumen de agua = Da = a + b

Da = 0.90 + 9.21 = 10.1 Bls.

11. Volumen total de salmuera (Ds) para desplazar

$$Ds = D_T - Da$$

$$Ds = 95.20 - 10.1 = 85.1 \text{ Bls.}$$

$$Ds = 85 \text{ Bls.}$$

PROGRAMA DE CEMENTACION FORZADA

EJEMPLO 1: POZO AM-VM-1

Estado mecánico

1. Tuberías de revestimiento

DIAM.	PESO	GRADO	CUELLO	INTERVALO
7"	23 - 26 Lbs/pie	N-80	LTC	Superf. - 11397
10 3/4"	40.5 Lbs.	J-55	STC	Superf. - 1526'

Programa

1. Cañonear o bajar tapón puente si es necesario

   Tapón puente 11.270'

2. Bajar tubería de la siguiente manera

   a) 650 pies de tubería de 2 7/8", 6.5 Lbs/pie

   b) Empacadura "retrievamatic" para revestidor de 7", 26 lbs/pie.

   c) Niple de 2 7/8", 6.5 lbs/pie ± 10'.

   d) Niple "J" de 2 7/8"

   e) Niple de 2 7/8" , 6.5 Lbs/pie ± 10'

   f) Botella de 2 7/8" x 3 1/2"

   g) Tubería de 3 1/2", 9.3 lbs/pie hasta tener la tubería ± 11265' (tocar tapón a 11270 y levantar 5 pies).

NOTA: En caso de pérdida de circulación considerar la posibilidad de aumentar la longitud de la cola para aumentar la cantidad de cemento.

3. Asentar tapón en el niple "J" y probar la tubería con 3000 Lpc, sacar tapón. Asentar la empacadura retrievamatic y hacer prueba de inyección con 10 Bls. de salmuera a una presión máxima de 2600 Lpc. Desasentar la empacadura.

4. Bombear 30 Bls. de agua seguido de 78.8 Sac. (16.7 Bls) de cemento más aditivos. Desplazar con 10.1 Bls. de agua seguido por 85 Bls. de salmuera. Esperar 10 minutos para lograr el equilibrio. (Los cálculos de cemento deben ser verificados y modificados en caso de pérdida de circulación).

5. Sacar ± 665 pies (± 7 1/3 parejas) de tubería (Punta de la tubería a 10600 pies y empacadura a 9945'), asentar la empacadura y comenzar a forzar cemento.

6. "Vacilar" cemento a intervalos ± iguales de tiempo hasta obtener presión máxima y firme de 2600 Lpc por 15 minutos antes de 4 horas después de iniciada la cementación. No "vacilar" más de 10 Bls.

7. Una vez obtenida la presión (2600 Lpc por 30 min.) firme, desahogar la presión lentamente y anotar lo que retorna (Back - flow).

8. Cerrar el pozo durante 7 Hrs. manteniendo una presión de 1000 Lpc en el cabezal observando el comportamiento del mismo periódicamente.

9. Desahogar la presión y desasentar la empacadura. Sacar tubería.

10. Después de 24 Hrs. de terminado de bombear cemento, limpiar todo el cemento bajando mecha y raspador para revestidor de 7", 32 Lbs/pie.

RESULTADO DE LA CEMENTACION FORZADA

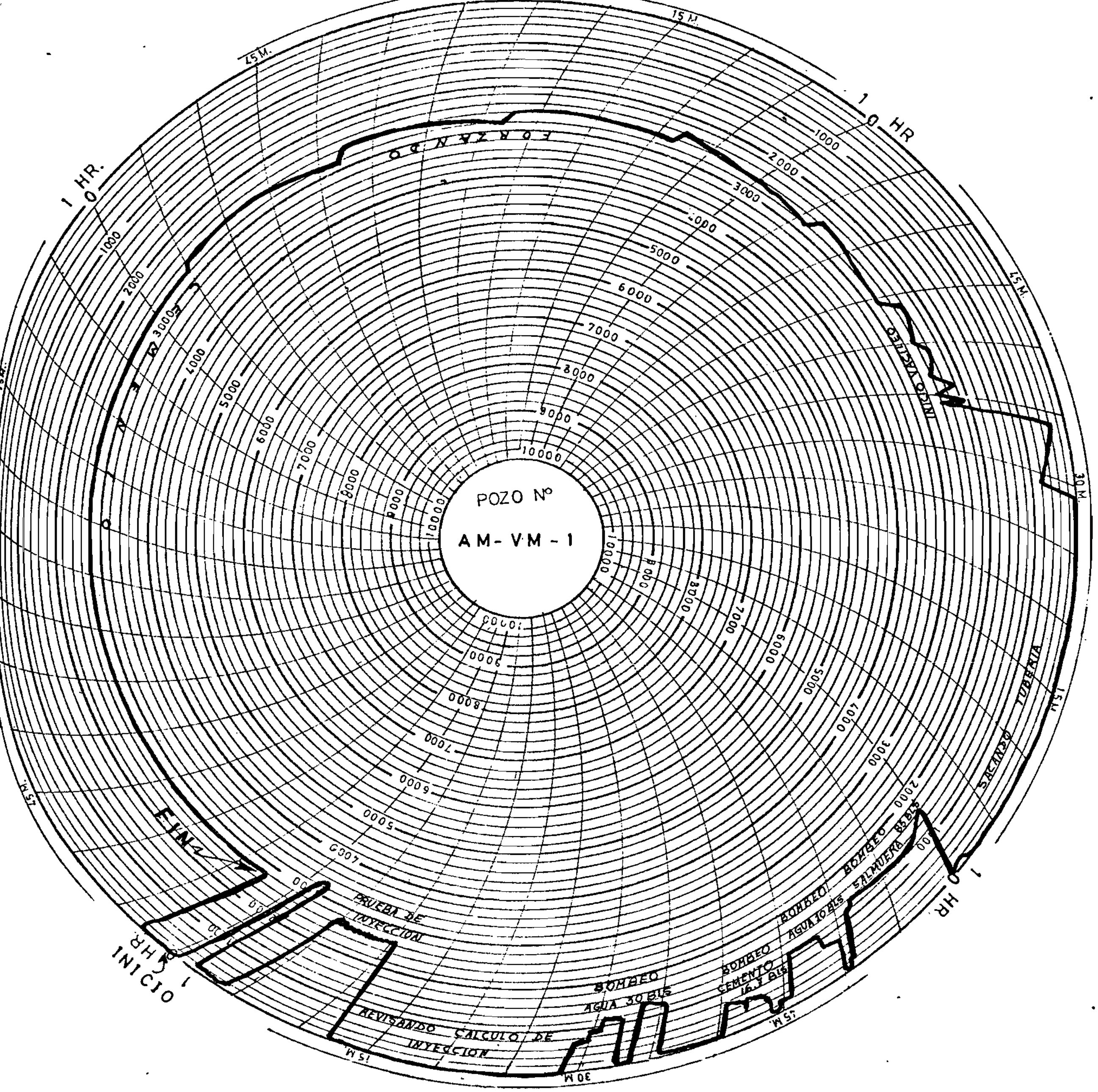
POZO: AM-VM-1

Ver Apéndice : (Carta I)

PASOS

1. Probó línea 3000 Lpc
2. Se realizó prueba de inyección (3.60 Bls/min)
3. Se revisó cálculos de volúmenes después de la prueba de inyección.
4. Bombeó 30 Bls. de agua
5. Chequeó peso del cemento.
6. Bombeo 16.7 Bls. de cemento
7. Bombeó 10 Bls. de agua
8. Bombeó 85 Bls. de salmuera.
9. Sacando parejas.
10. Inició forzamiento del cemento (vacileo)

CARTA I


POZO No
AM-VM-1
FORZANDO
INICIO VACIADO
SACANDO TUBERIA
BOMBEO SALMUERA
BOMBEO AGUA 10 BLS
BOMBEO CEMENTO 16.3 BLS
BOMBEO AGUA 30 BLS
REVISANDO CALCULO DE INYECCION
PRUEBA DE INYECCION
INICIO
FIN
1 HR

T A B L A VIII

P inicial (Lpc)	P final (Lpc)	Bls. inyect. (Bls)	Tiempo (min.)
2600	2200	2.0	2
2600	2400	0.25	3
2600	2500	0.25	4
2800	2600	0.20	9
2800	2600	0.25	13
2800	2650		15
2800	2700	0.10	16
2800	2700		17
2800	2750	0.00	38
2800	2800	0.00	26
		3.05	

Desplazamiento:

Las parejas sacadas equivalen a un volumen de:

$$\frac{665 \text{ pies}}{7.43 \ \frac{\text{pies}}{\text{gal.}}} = 89.50 \text{ gal} \times \frac{1 \text{ Bls}}{42 \text{ gal.}} = 2.13 \text{ Bls.}$$

También 170' pies de tubería de 3 1/2 vinieron llenas, ó sea:

$$170' \times 0.0087 \ \frac{\text{Bls}}{\text{pie}} = 1.47 \text{ Bls.}$$

Total de fluído salido del pozo: 2.13 + 1.47 = 3.60 Bls.

Con anterioridad se había llenado el espacio anular y tubería.

Anular	5.00	Bls
Tubería	1.50	Bls
Llenado total	6.50	Bls.

Con esta información se determina el volumen inyectado por acción de la presión hidrostática.

Inyectado = llenado total - Fluído salido del pozo

Inyectado = 6.5 Bls - 3.6 = 2.90 Bls

Inyectado con vacileo (ver tabla)	3.05	Bls
Total Neto Inyectado	5.95	
Retorno al desahogar presión (Black flow)	1.50	
Total inyectado	4.45	Bls.

EJEMPLO 2: POZO AM-VM-2

En los primeros párrafos de este capítulo se mencionaron los objetivos de la cementación forzada y cuando es necesario llevar a cabo una operación de esta clase.

Luego de haber decidido efectuar la cementación forzada, especialmente en pozos "viejos" a los cuales se va a reparar; surge la pregunta ¿Cómo se va a realizar la cementación forzada?

Para el efecto se presenta a continuación un ejemplo:

Antecedentes:

Cuando se trata de pozos viejos en producción, la mejor herramienta que puede tener el ingeniero de campo para realizar una cementación forzada es el "archivo del pozo".

La información que puede obtenerse del mismo es la siguiente:

Sección Perforación:

- Si el pozo tuvo problemas de pérdida de circulación cuando se perforó.
- Si los revestidores del pozo presentaron buena adherencia de cemento, especialmente en el revestidor de producción.

- Si hubo presencia de gas o zonas anormales de presión durante la perforación del pozo.
- Si no hubo problemas al bajar los revestidores.
- Saber el tipo, grado, cuello y profundidades de cada uno de los revestidores.
- etc. etc.

Sección yacimientos:

- Si ha habido declinación o restauración de presión en los intervalos perforados (prueba de comunicación).
- Saber la presión del yacimiento que se va a someter a cementación forzada.
- Averiguar sobre el contacto agua-petróleo.
- Conocer de intervalos futuros a perforarse.
- etc. etc.

Sección Producción (Workover)

- Si el pozo, en los trabajos de "guaya" presenta obstrucciones por escamas, parafinas o residuos.
- Si existen problemas en los revestidores (aplastamiento, casing ball, abierta de ventana, desviación del pozo, pescado*)

* Se entiende por pescado a pedazos de herramientas, guayas partidas, tapones, que se quedan dentro del pozo.

- Informarse del estado mecánico del pozo; especialmente del equipo de producción (empacaduras).
- Saber la producción actualizada del pozo y pozos vecinos.
- etc. etc.

Consecuencias:

Teniendo el conocimiento de los antecedentes, el siguiente punto a tratar es "la operacion de la cementación forzada".

Análisis de Alternativas

Los objetivos para efectuar dicha cementación forzada, son: Eliminar la comunicación existente entre las arenas basales y el eoceno erosionado y entre las arenas C-4 y C-5 (Fig.)

Alternativas:

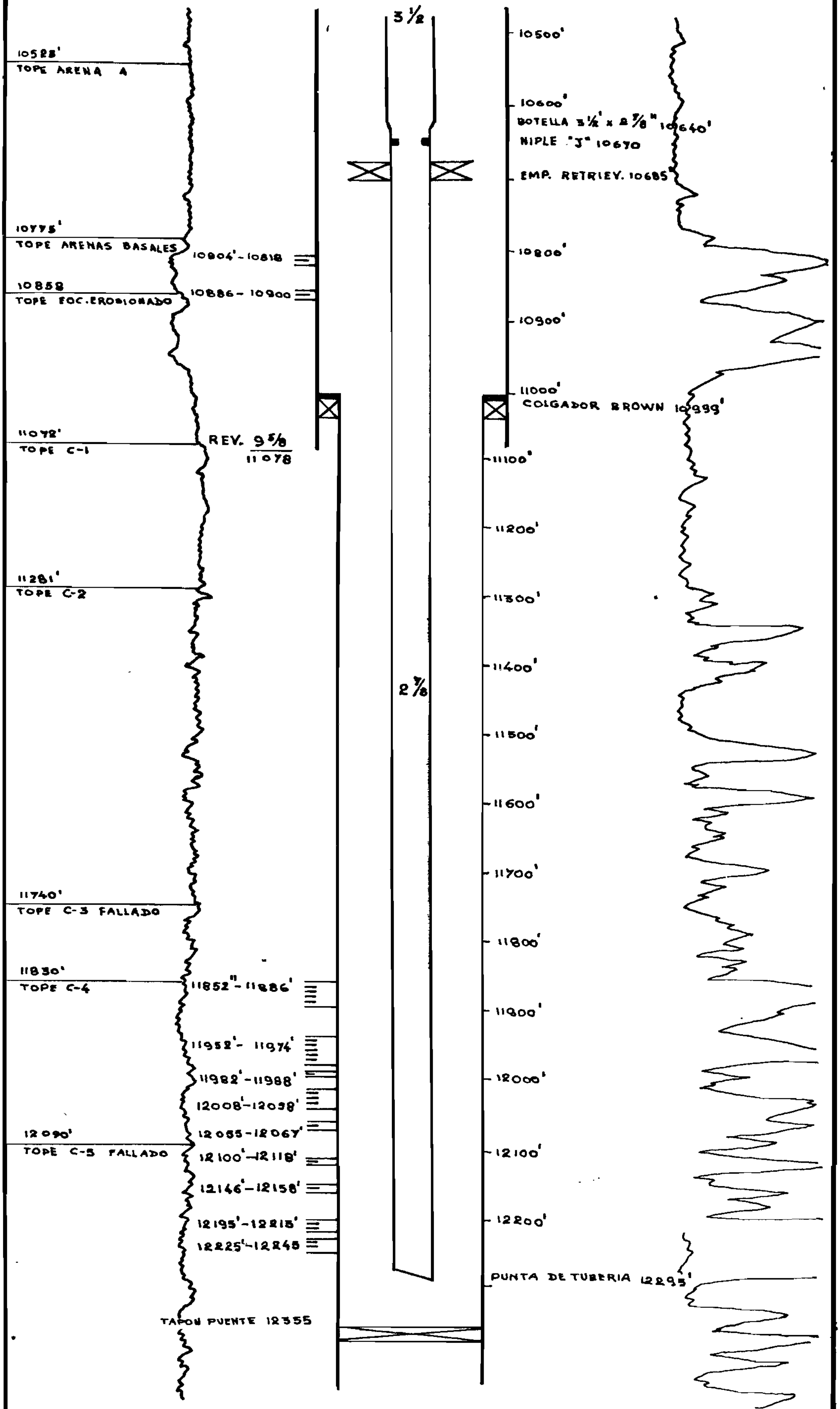
1. Se planteó la posibilidad de efectuar una cementación forzada a baja presión para las dos etapas; bajando una cola* que abarcará todas las perforaciones desde 10.804' hasta 12245' Fig.13 Esto podría traer como consecuencia:
   - Fraguado prematuro del cemento.
   - Someter a mayores presiones la tubería.
   - Riesgo de fracturar una de las etapas.
   - Usar cola sumamente larga no da resultados prácticos por lo general.

* Se refiere a la tubería de 2 7/8 en una combinación con otra de 3 1/2.

CEMENTACION FORZADA

POZO: AM-VM-2

Fig - 13



2. Bajar dos empacaduras recuperables, una para el revestidor de 9 5/8" y otra para el forro de 7" y realizar la cementación forzada. Las consecuencias serían:

   - Peligro de asentamiento selectivo de las empacaduras.
   - Usar cola larga.
   - El riesgo que se corre si el forro de 7" se ha desplazado algunos pies (forro colgado) y al momento de subir la tubería no pueda asentar en el forro de 7".

3. Otra alternativa fue la de realizar cementación forzada por etapas de modo que la primera etapa consistía en asentar una empacadura fija a la profundidad de 11300' para así poder forzar el cemento y tener una determinada separación entre la punta de la tubería y el tope del cemento en el momento de ajustar las unidades sellantes (ver capítulo de completación) en la empacadura fija y efectuar el forzamiento del cemento dentro de las perforaciones. (Fig. 14).

   Posteriormente se saca dicha sarta y se baja otra para realizar la segunda cementación forzada (segunda etapa) usando en este caso empacadura "retrievamatic" para revestidor de 9 5/8". (Fig. 14).

   Las consecuencias de esta alternativa serían:

   - Gasto exagerado de tiempo de equipo en estar sacando y metiendo sartas de cementación.

- Se puede hacer un mejor control en las pruebas de inyección de cada arena.

4. También existía la posibilidad de bajar unidades sellantes para ajustar con la empacadura fija de 7"; una "cola" larga y una empacadura "retrievamatic" para revestidor de 9 5/8".

   Las consecuencias serían:

   - Ahorrar tiempo de torre o gabarra de reparación.
   - Podría existir la posibilidad de un asentamiento de la empacadura retrievamatic de 9 5/8" cuando se esté girando la tubería para que entre en la empacadura fija.
   - El peligro de que se pueda pegar la tubería.

De estas 4 alternativas, se seleccionó la Nº 3, a pesar de que era la que más tiempo de torre o gabarra utilizaba por las razones siguientes:

- Se podía controlar de mejor manera el fraguado del cemento.
- No se corría el riesgo de fracturar las arenas objetivos.
- No se usaba cola exageradamente largas.
- No había el peligro de asentamiento selectivo de las empacaduras.
- Y, en el caso de la cementación forzada del intervalo superior, si se asentaba la empacadura, era más fácil maniobrar con una sola empacadura y cola pequeña.

A continuación detallamos los pasos que se siguieron en este proceso de reparación de pozos realizando cementación forzada:

1. Matar el pozo
2. Tensionar la completación con la finalidad de desasentar las empacaduras.
3. Desenroscar tubería con giros de la mesa rotaria.
4. Tener precaución con la torsión del revestidor si no se desasiente las empacaduras, hay que milar (romperle las uñas en el caso de empacadura recuperable o perforarla - con "junk milk" en caso de empacadura fija).
5. Para nuestro ejemplo los puntos (2), (3) y (4) se repiten cada vez que las empacaduras no se desasienten.
6. Sacada la completación se limpia el pozo y se procede a la cementación forzada.

Resumen de trabajo:

Se bajó con guaya una empacadura fija MF asentándola a 11300'. A continuación se introdujo al pozo la sarta de cementación forzada (Fig. 14) conformada de la siguiente manera:

1. "Casco de mula" de 2 7/8", punta de la tubería
2. Niple "J" de 2 7/8"
3. Tubería de 2 7/8", 6.5 lbs/pie, N-80.

4. 15' de unidades sellantes de 4" sin localizador.
5. Tubería de 2 $^{7}/8$", 6.5 lbs/pie, N-80, EUE
6. Botella de 2 $^{7}/8$" x 3 $^{1}/2$" EUE
7. Tubería de 3 $^{1}/2$", 12.95 lbs/pie, N-80, EUE.

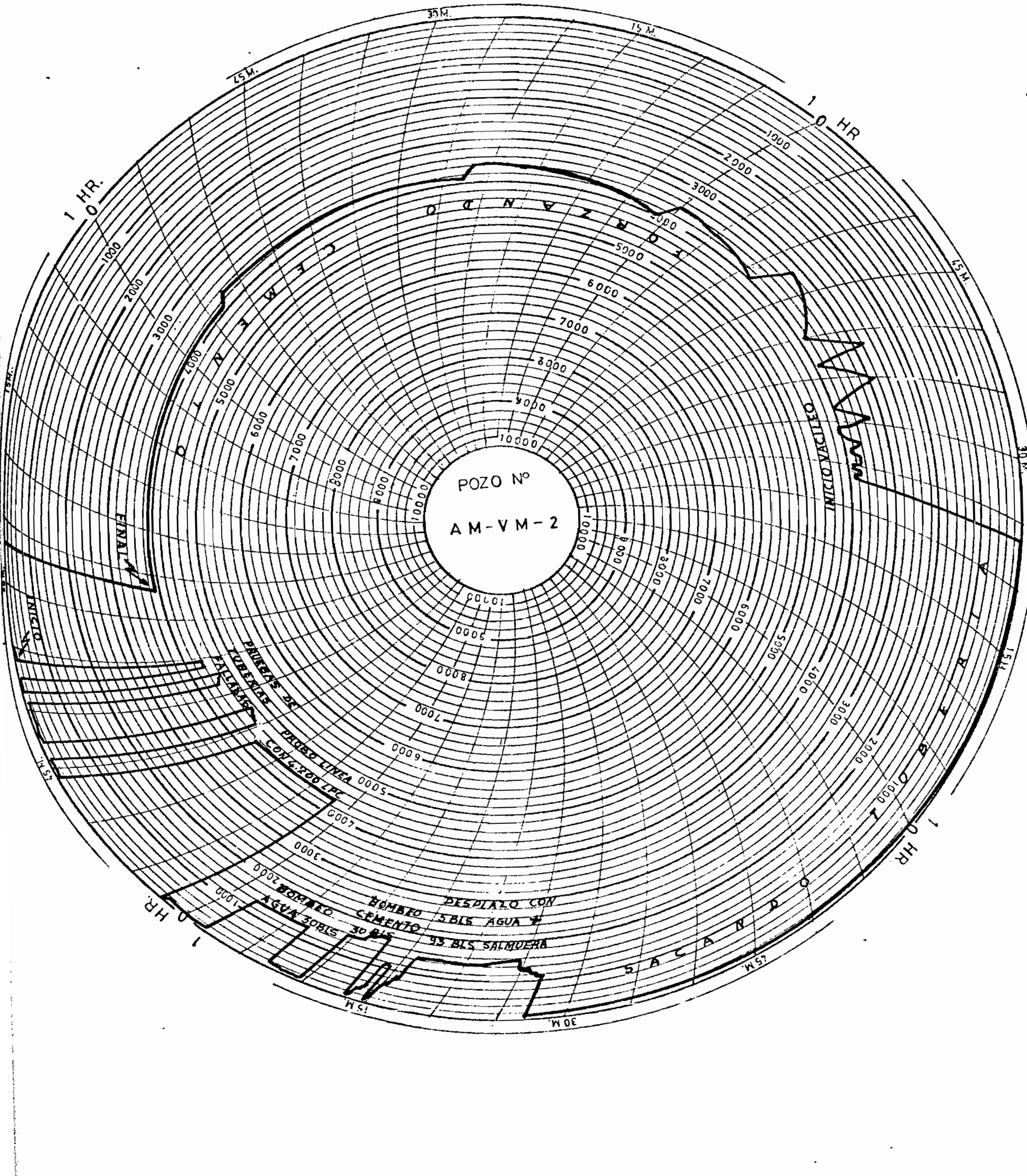
Posteriormente se localizó la empacadura fija a 11300' con el fin de determinar el tope y fondo de las unidades sellantes y así colocarlos en el centro.

Se realizó prueba de presión de las unidades sellantes con 1500 Lpc por tubería y anular, e hizo prueba de inyectividad con 1900 lpc inyectándose a una rata de 2.5 Bls/min. Seguidamente se continuó bajando la sarta hasta tocar el tapón puente situado a 12355'. Después se levantó la columna 80' dejando así la punta de la tubería a 12275'.

Se efectuó la primera cementación forzada de la forma siguiente: Carta II.

- Se bombearon 30 Bls. de agua + 30 Bls de cemento con aditivo (peso = 116.5 lbs/pc.)
- Se desplazó con 5 Bls. de agua + 93 Bls. de salmuera (63 lbs/pc).
- Se levantó la punta de la tubería a 11340 (salieron 10 $^{1}/3$ parejas de tubería de 3 $^{1}/2$")
- Se colocó las unidades sellantes frente a la empacadura a 11300'.

CARTA II


POZO Nº
AM-VM-2
CEMENTANDO
FORZANDO
SACANDO TOBERIA
INICIO VACIADO
FINAL
INICIO
PRUEBAS DE TUBERIAS FALLARON
PROBO LINEA CON 4.200 LPC
BOMBEO AGUA 30 BLS
BOMBEO CEMENTO 30 BLS
DESPLAZO CON 5 BLS AGUA + 93 BLS SALMUERA

- Se llenó el anular con 34 Bls. de salmuera.
- Se realizó el forzamiento de cemento.
- Después del forzamiento se bajó la sarta hasta tocar cemento duro a 11718'.
- Se sacó sarta sin mostrar graves daños las unidades sellantes.

Se efectuó la segunda cementación forzada, haciendo uso de la siguiente sarta de tubería: (Carta III).

1. Casco de mula de 2 7/8" (Punta de tubería a 10930')
2. Niple "J".
3. Tubería de 2 7/8" N-80 EUE (695')
4. Botella de 2 7/8" x 3 1/2".
5. Empacadura retrievamatic para revestidor de 9 5/8", 47 lbs/pie.
6. Tubería de 3 1/2", 12.95 lbs/pie.

La operación comenzó bombeando 30 Bls. de agua + 30 Bls. de cemento con aditivo (peso = 116 lbs/pc) continuó desplazando, con 3 Bls. de agua + 88 Bls. de salmuera.

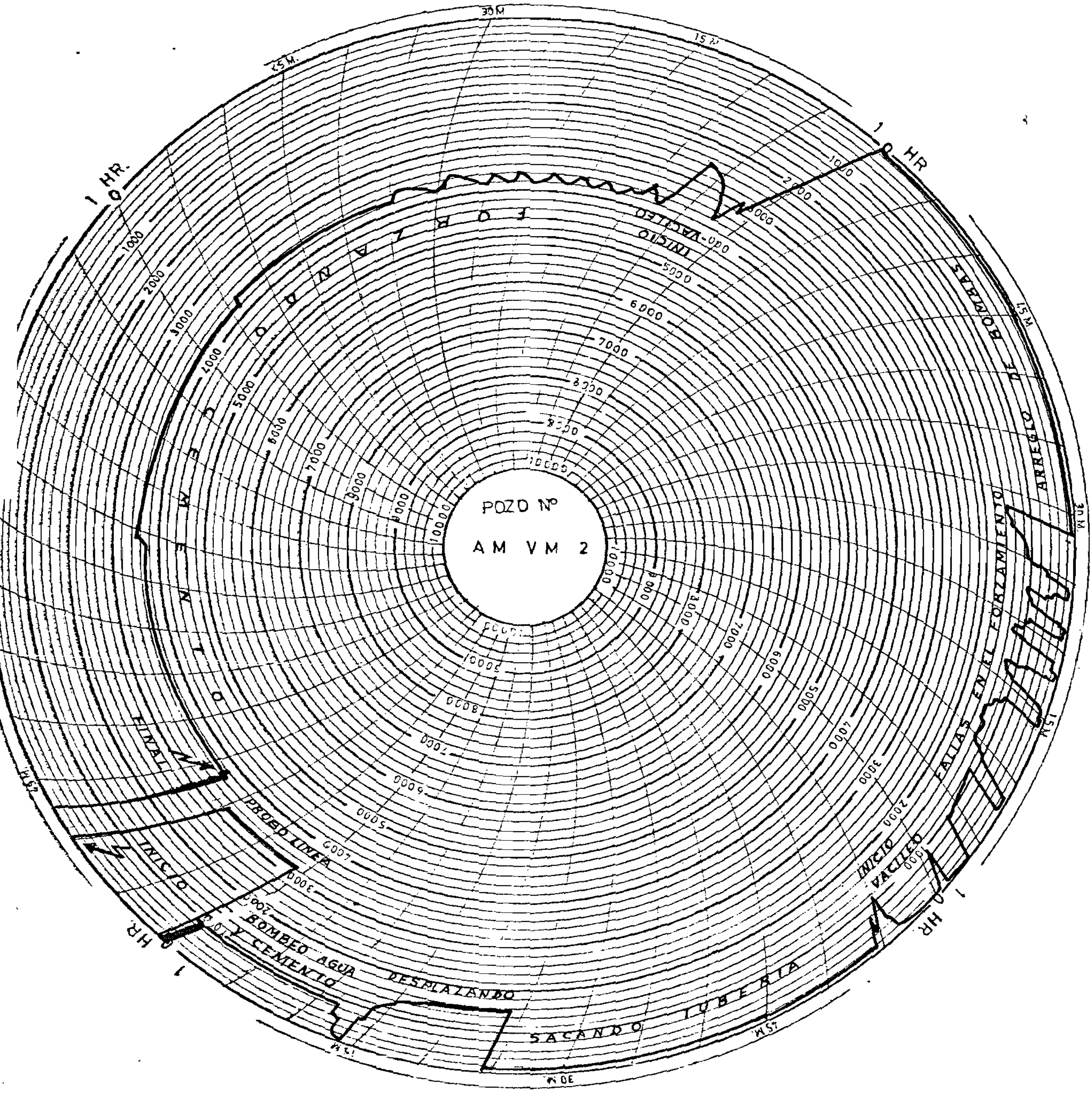
Se levantó la punta de la tubería a 10156' y asentó la empacadura a 9461'. Se llenó el anular con 5.3 Bls. Seguidamente se comenzó a forzar un total de 18.4 Bls. de cemento con una presión de 3900 Lpc.

Terminado el "vacileo" o forzamiento se sacó la presión del cabezal observándose el retorno, que fue de 2.7 Bls. Total inyectado 15.7 Bls. de cemento.

El tope teórico se determinó a 10679' y se encontró a 10658'.

Luego de finalizada la operación se procede a limpiar el cemento, perforar el cemento en la parte donde es necesario y eliminar cualquier obstáculo como la empacadura fija a 11300'.

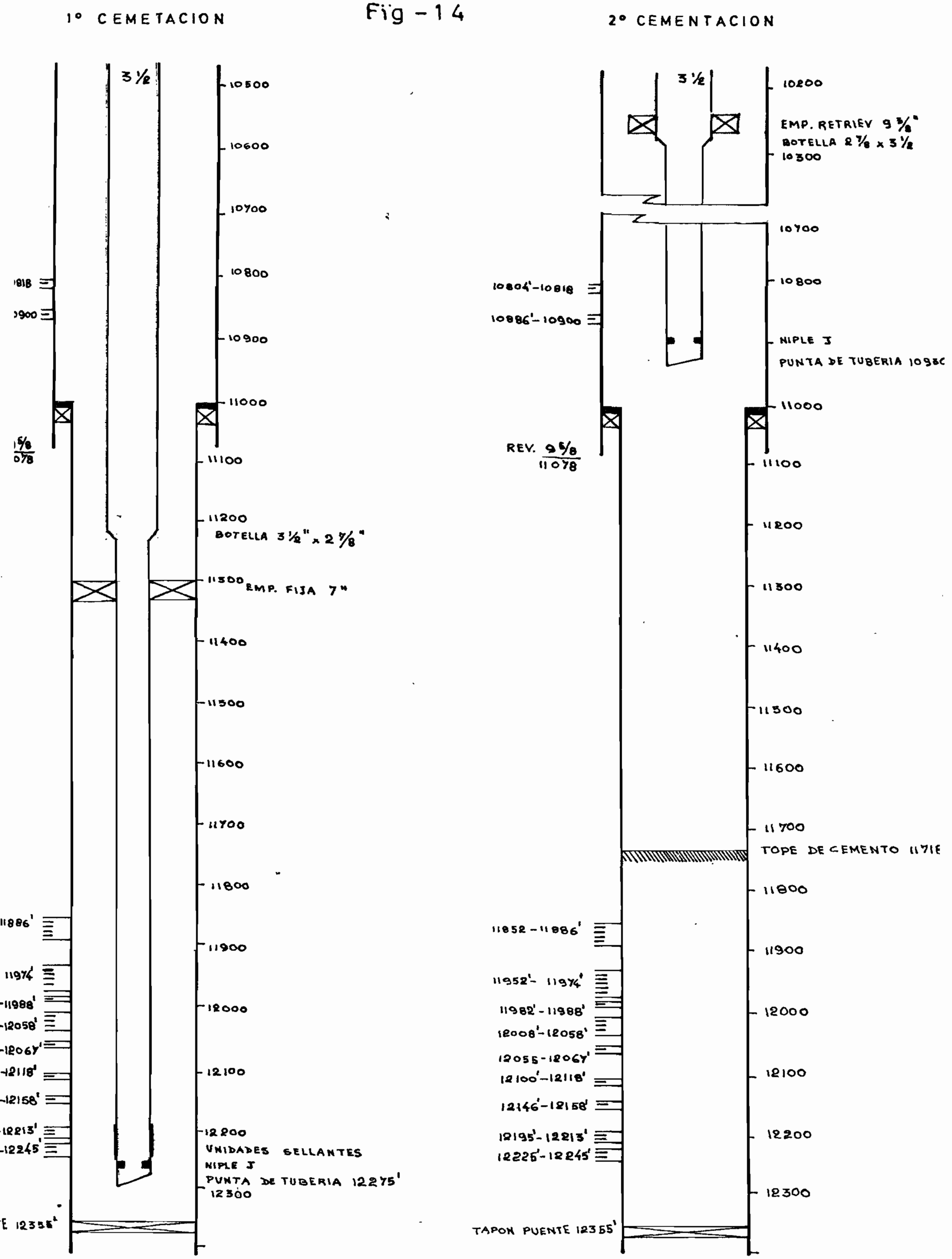
CARTA III


POZO Nº
AM VM 2
FORZANDO
CEMENTO
INICIO VACILEO
ARREGLO DE BOMBAS
FALLAS EN EL FORZAMIENTO
INICIO VACILEO
SACANDO TUBERIA
DESPLAZANDO
BOMBEO AGUA Y CEMENTO
INICIO
PROBO LINEA
FINAL
1 HR.
30 M
15 M
45 M

CEMENTACION FORZADA

POZO: AM-VM-2

Fig - 14



EJEMPLO 3: POZO AM-VM-3

(Cementación Primaria)

Durante la cementación del revestidor de 7" en un pozo exploratorio del cretáceo se observó fraguado prematuro del cemento utilizado en dicha cementación, lo que trajo como consecuencia tiempo extra de torre de perforación y una serie de operaciones adicionales para corregir dicha falla.

Con anterioridad a la cementación se realizaron pruebas de laboratorio dando tiempo de fraguado de 3 Hrs. - 17 min. En muestras secas del cemento utilizado en el pozo, se realizaron pruebas del tiempo de fraguado, siendo su resultado 1 Hr-30 min.

Analizando el caso pudimos observar las alternativas siguientes:

1. El fraguado prematuro se debió posiblemente a que el retardador usado en el pozo era nuevo y las pruebas de laboratorio habían sido hechas con retardadores viejos. Seguramente el poder de retardación de ambos aditivos era diferente.
2. El porcentaje de aditivo retardador resultó muy poco para lo estimado de cemento.
3. El cemento no había sido bien mezclado con sus aditivos.

Se concluyó que la mezcla deficiente del cemento fue uno de los factores principales para el fraguado prematuro. También, la diferencia en los tiempos de fraguado del cemento se debió a la volatilización del producto en el momento de ser mezclado, a través de los respiraderos de los tanques, lo cual no ocurría con retardadores viejos que por estar mucho tiempo en depósitos presentan cierta humedad que los hace menos volátiles.

El tiempo total empleado para corregir la falla de cementación en este pozo fue de 27 días que representa un costo adicional por forzamiento de cemento, cañoneo y corrida de CBL.

ANALISIS ECONOMICO

Cementación original revest. 7"	S/. 778.554
Cementación adicional (forzamiento)	948.108
Cañoneo	200.262
Registro CBL	420.234
Alquiler torre de perforación	3'390.336
TOTAL:	S/. 5'737.494

DEPLAZAMIENTO DEL FORRO DE 7"

EJEMPLO 4: POZO AM-ML-27

(Reparación)

Revestidores:

TAMAÑO (Pulg)	PESO lbs/pie	GRADO	CUELLO	INTERVALO
13 3/8"	72	N-80	TC	Superficie - 2490
9 5/8	47	N-80	XL	Superficie - 3517
9 5/8	43.5	N-80	LTC	3517 - 7529
9 5/8	47	N-80	XL	7529 - 8512
9 5/8	47	P-110	XL	8512 - 12197
Forro 7"	32	N-80	Colgador	11819 - 12930
Forro 7"	32	P-110	XL	12930 - 13095

Tapón puente a 12630'

El problema se debió a que el forro de 7" se encontró desplazado aproximadamente 30 pies. Esto pudo haber sido - producto de: la sobre tensión en el cabezal, por el milado de empacadura, por los disparos, a la formación productora, giros de la columna, etc. que se producen al sacar la completación del pozo.

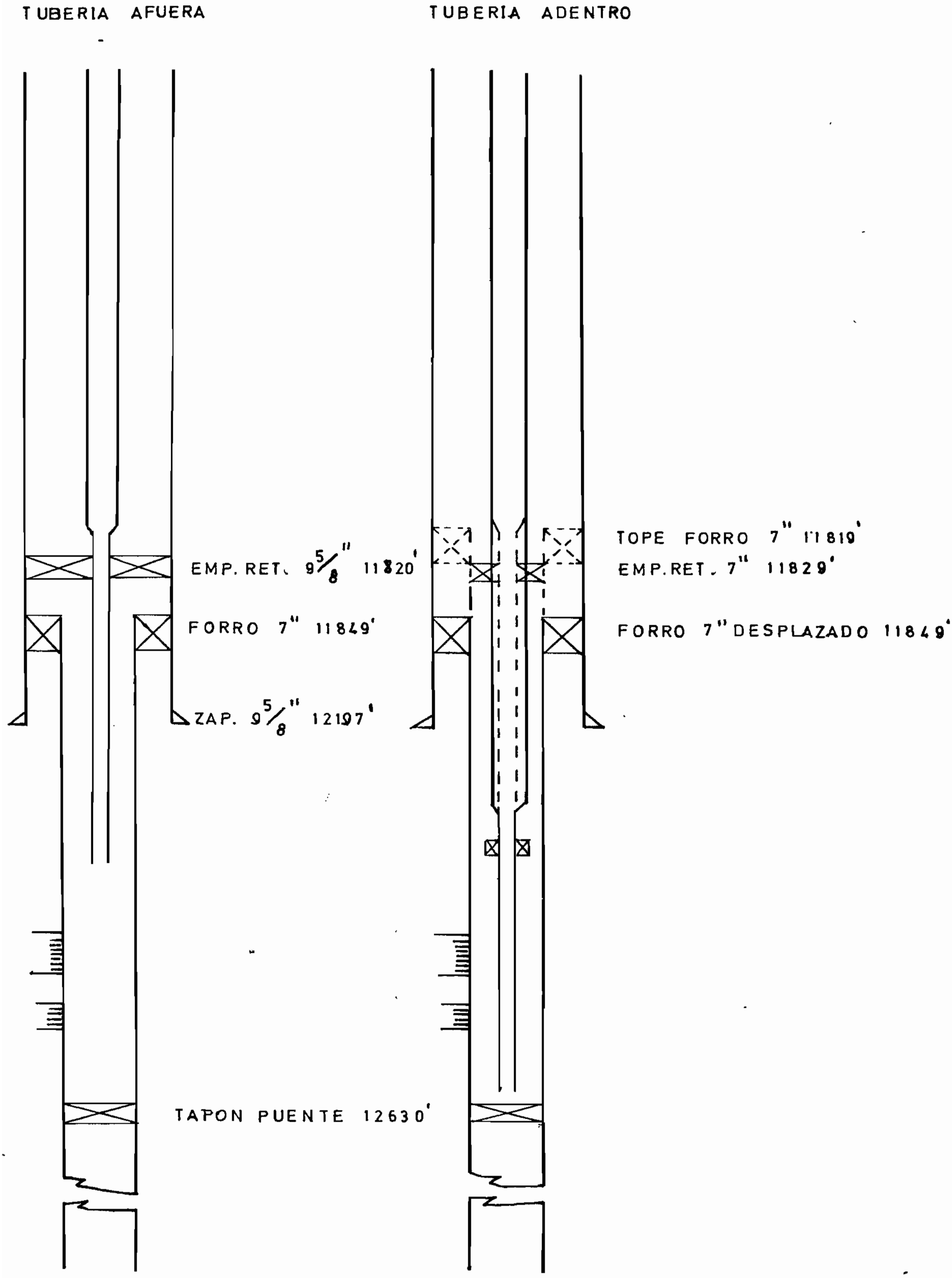
En la operación estaba supuesto que al subir la sarta de cementación forzada, la empacadura "retrievamatic" tenía que ser asentada en el forro de 7" o sea a 11829' (Ver Fig. 15).

Esta anomalía hizo que se sacara la sarta y se introdujera otra usando empacadura de 9 5/8". Este error fue detectado antes de realizar la cementación forzada (prueba de inyección).

CEMENTACION FORZADA

POZO: AM-ML-27

Fig - 15



SOBRE DESPLAZAMIENTO DEL CEMENTO

EJEMPLO 5: POZO AM - ML - 28

RESUMEN:

Llenó anular y tubería de cementación con salmuera (64 lbs/pie), bombeó 30 Bls. de agua seguidos de 11.2 Bls. de cemento (peso: 115 lbs/pie) y 4 Bls. de agua. Desplazó con 100 Bls. de salmuera de acuerdo a los cálculos teóricos efectuados. (Fig. 16).

Al sacar 471' de tubería de 3 1/2" para asentar la empacadura "retrievamatic", esta salió llena de salmuera, perdiéndose una cantidad de salmuera no calculable (se estimó 2.5 Bls. de agua perdida cuando se sacó la tubería de 3 1/2). Asentó empacadura "retrievamatic" a 11161' y se llenó el anular con 7.8 Bls. de salmuera (1.5 Bls. corresponde al volumen ocupado por 471' de tubería 3 1/2"). Se trató de llenar el tubing sin tener éxito, ya que estaba lleno.

Se "vaciló" 3.8 Bls. de cemento con máxima presión: 4000 Lpc; retorno 1.5 Bls. Volumen teórico inyectado: 6.1 Bls. de cemento; tope teórico en revestidor de 7": 11989'. Bajó "Junk milk" (instrumento para perforar el cemento) y se encontró el tope del cemento a 11940' (49' más arriba de lo teórico).

Conclusión

1. Se sobredesplazó el cemento, quedando las columnas (ce-

mento y agua) desbalanceadas, razón por la cual botó sal muera la tubería de 3 $^1/2$ al sacarla.

2. El volumen real inyectado de cemento fue: 4.4 Bls y No 6.1 Bls. de cemento.

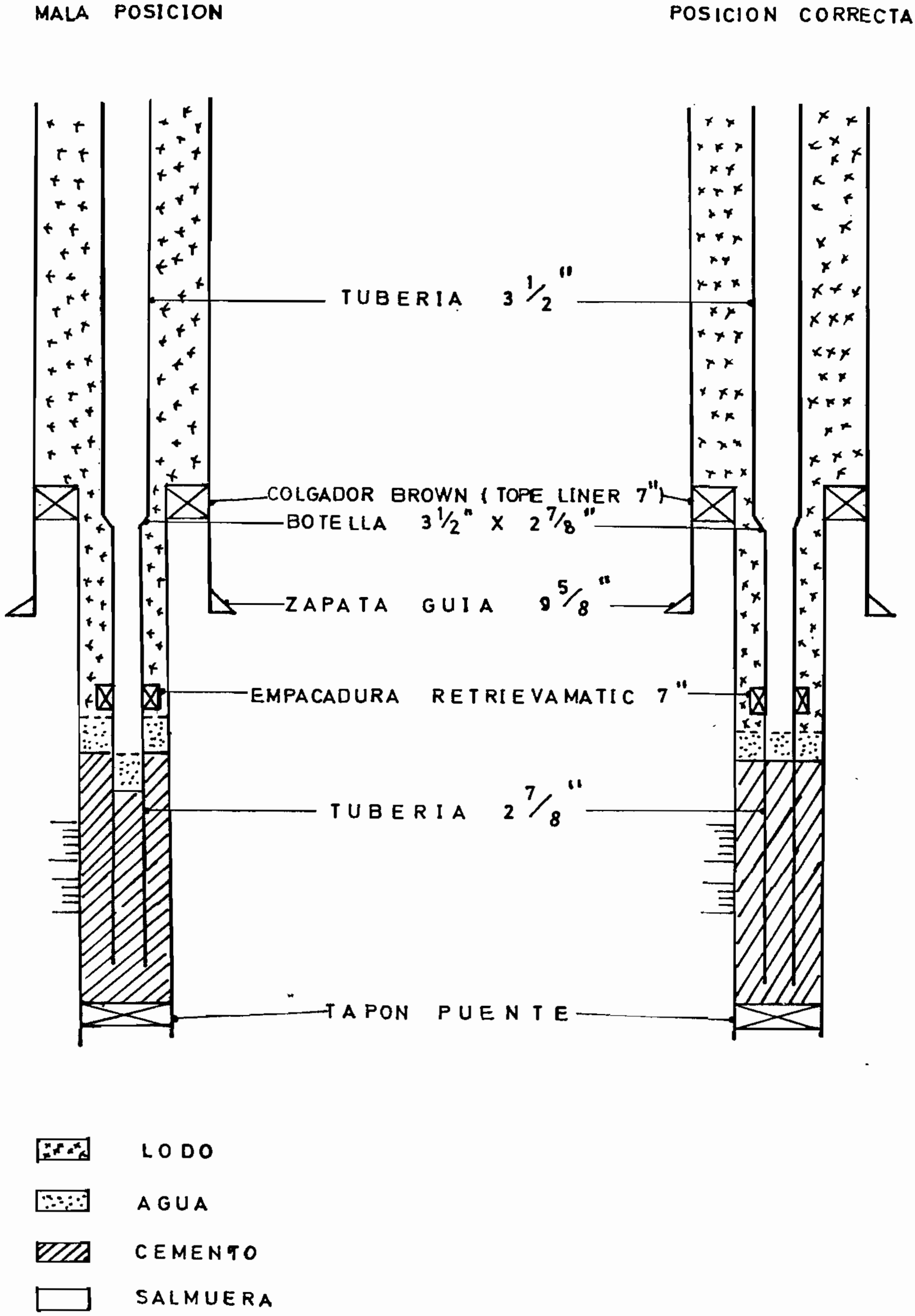
Recomendaciones

1. Ser lo más exacto posible en el cálculo del volumen de agua a utilizar; para no sobre desplazar el cemento.
2. Al sacar la tubería tiene que hacerse a una velocidad moderada.
3. Esperar un tiempo prudente de equilibrio.
4. No confiar en los contadores (volumen) de las compañías contratistas cuando se vaya a desplazar, tenerlo solo como referencia con respecto al volumen de los tanques.

CEMENTACION FORZADA

POZO : AM - ML - 28

Fig - 16



3.3. COMPLETACION

3.3.1. Equipo de Producción

El equipo inicial de producción en la industria del petróleo recibió mayor influencia del equipo de percusión, que se usaba para perforar pozos. El balancin que era un simple medio de subir y bajar la mecha, se adaptó también para accionar el émbolo de una bomba ubicada en el fondo del pozo tan pronto como este era terminado.

Con el requerimiento de extraer cada vez más petróleo de mayores profundidades, los productores se vieron en la necesidad de obtener mejores y más resistentes equipos. Esta condición condujo a algunos avances en los diseños y construcción de los mismos.

a) Descripción de la Sarta de Completación

Los dispositivos de subsuelo instalados en el tubing por lo general son comunes para los distintos tipos de completación, ya sea esta simple o doble. (Figs. 17-18).

A continuación se describirá el equipo de producción de una completación en general.

Empacaduras

Es una herramienta diseñada con el propósito de efec tuar un sello entre el exterior de la tubería y el interior de la tubería revestidora, a fin de evitar el movimiento de fluídos debido a una presión diferencial sobre y debajo el punto sellado.

Una empacadura consta de las siguientes partes:

Elemento sellante

Válvula de circulación

Cuñas

Bloques y resortes de fricción

Uniones de seguridad

Dispositivo de anclaje hidráulico

Las empacaduras utilizadas son generalmente del tipo recuperable o de terminación permanente. Las más usadas son:

Empacaduras recuperables

Mecánicas: son asentadas mecánicamente dándole vuelta a la tubería en superficie, usadas en operaciones de estimulación, cementación forzada, pruebas de comunicación, etc.

Hidráulicas: Son asentadas hidráulicamente y recuperadas rompiendo los pines de las cuñas. Son usadas en completaciones simples o dobles (RH, FHS, ALS-5).

Fija: Es bajada con Guaya y asentada por una detonación provocada por corriente eléctrica en el lugar donde se desea asentar la empacadura.

Las más usadas son la MF y MD de la Baker y la WB. de la OTIS.

Mangas de circulación o camisas

Es una herramienta muy usada para permitir la circulación entre el tubing y el espacio anular. Interiormente está conformada por un dispositivo corredizo, que permite cerrar o abrir la manga cuando a esta se le realiza trabajo de Guaya.

Los tipos de manga que se conocen son principalmente:

TIPOS	OD (pulg)	ID (pulg)	TENSION	ROSCA	LONGITUD (pies)
XO-1	3.09	1.88	10000 Lbs.	EUE	33.94
XO-2	3.09	1.88	10000 Lbs.	HYDRILL	34.56
XD-1	3.75	2.313	9000	EUE	37.62
XD-3	4.28	2.750	8000	EUE	44.88
CX-3	3.75	2.31	10000	EUE	66.88
CX	4.20	2.75	10000	HYDRILL	66.13
RA	4.28	2.562	10000	EUE	38.0

Es recomendable usar el tipo adecuado de manga de circulación, para evitar consecuencias negativas, como la rotura de esta.

Niples de asiento

Su función principal es la de permitir asentar un tapón para probar si existe o no fuga en la tubería de completación, también para permitir hacer las pruebas de zona productiva, aislando cada una de ellas, asentando un tapón en el mandril del niple.

Existen variedades de estos niples y cada uno de ellos presenta diferentes perfiles internos, lo que se conoce como posiciones. Estas distintas posiciones son las que le dan mayor área de asentamiento al mandril que se coloca en el niple.

Las series más conocidas de niples son:

Niple "X, "H", "J", "R", "S"

No es muy recomendable bajar los niples con el mandril instalado ya que la circulación se torna crítica por disminución del diámetro interno. Por ejemplo Niple "R"

Niple con mandril:

$$A_1 = \frac{\pi d_i^2}{4} = \frac{3.14\ (2.552)^2}{4}$$

$$A_1 = 5.16 \text{ pulg}^2$$

Niple sin mandril:

$$A_2 = \frac{3.14\ (1.0)^2}{4}$$

$$A_2 = 0.79 \text{ pulg}^2$$

Esta reducción del área actúa como un estrangulador y origina problemas como:

- Mayor contrapresión de bombeo.
- Menor desplazamiento dando como resultado un mayor tiempo de bombeo.
- Riesgo de que el flujo a través del mandril dañe el cilindro de asentamiento del tapón.

Cada uno de los niples tienen un mandril específico los cuales son basados con "Guaya" usando llaves especiales para cada uno de ellos.

Unidades sellantes

Se las usa para formar un sello entre el diámetro interno de la empacadura fija y la tubería de producción. Su longitud depende de las condiciones, principalmente de presión y temperatura (Apéndice II).

Son bajadas en conjunto con la tubería de producción y genealmente se lo hace con un localizador (herramienta que no permite que las unidades sellantes bajen más de la parte superior de la empacadura fija), además presentan una gran ayuda para el espaciado y colgado de la tubería.

Mandriles

Su función principal es en sistemas de levantamiento artificial por gas. Su posición y el número de ellos dependen de parámetros como: profundidad, tasa de producción, presión del yacimiento, presión de inyección, grado API del petróleo, etc.

Sus clases dependen de los distintos diámetros, siendo los más conocidos los de la serie MMA, KBM de la CAMCO.

Forro ranurado con tapón ciego

Es un tipo de completación donde se baja tubería ranurada y el primer tubo bajado está cerrado en su extremo inferior (tapón ciego). Según la zona que se vaya a producir se hace el diseño de las ranuras. Si la zona produce mucha arena a la tubería, es recomendable someter al liner a un empaque con grava.

Colgador Brown

Es usado para sostener forros o liner siendo bajado por tubería drill pipe. Para colgar el brown se da vuelta a la izquierda dependiendo este número de la profundidad del pozo. Es necesario tener mucho cuidado de que el liner no se pegue ya que se torna difícil completar la -

operación, y se corre el riesgo de que se desconecte la tubería al tratar varias veces de girar el colgador.

Liner Swivel (soltador)

Es una herramienta donde se encuentra sostenido el liner. La operación de este soltador es como la de un "rache" o sea permite girar en un solo sentido (izquierda) la tubería con la que es bajado el liner (drill pipe). Al llegar el torque al colgador, el swivel suelta al liner dejándolo asentado, esto se comprueba controlando la disminución de peso de la tubería en superficie (Martin Decker).

b) Ejemplo Práctico (Fig. 18)

Programa detallado de completación

1) Correr registro CBL/UDL/GR/CCL desde profundidad total, hasta ± 100' por encima de la señal libre de cemento. Después de 24 a 36 horas de fraguado y dependiendo de los resultados del CBL/UDL, efectuar cementación forzada en caso de ser necesario.

2) Perforar con cañón de 4" hyper jet los siguientes intervalos:

12457' - 12481	12657 - 12678
12578 - 12590	12734 - 12746
12610 - 12631	12750 - 12756
12760 - 12766	

3) Asentar empacadura fija tipo MD para revestidor de 7", 29 lbs/pie a 12695'.

4) Bajar la sarta de completación de 2 $^{7}/_{8}$ x 3 $^{1}/_{2}$ de la siguiente manera:

a. Casco de mula de 2 $^{7}/_{8}$, 6.5 lbs/pie, N-80, EUE (punta de tubería 12740)	± 5'
b. Niple "H" de 2 $^{7}/_{8}$" con mandril instalado a ± 12734'	± 1'
c. Niple de 2 $^{7}/_{8}$", 6.5 lbs/pie, N-80, EUE	± 12'
d. Manga de circulación "XD-1" para ser colocada 12715' (cerrada)	± 3'
e. Niple de 2 $^{7}/_{8}$, 6.5 lbs/pie, N-80, EUE	± 7'
f. Unidades sellantes para empacadura de 7", 29 lbs/pie con localizador.	± 16'
g. Niple "X" de 2 $^{7}/_{8}$ con mandril instalado a ± 12685	± 1'
h. Tubo de 2 $^{7}/_{8}$", 6.5 lbs/pie, N-80, EUE	± 30'
i. Manga de circulación (XD-1) (cerrada) a 12652	± 3'
j. 3 tubos de 2 $^{7}/_{8}$, 6.5 lbs/pie, N-80, EUE	+ 92'
k. Manga de circulación (XD-1) (cerrada) a 12560'	+ 3'

l.	2 niple de 2 $^{7}/8$", 6.5 lbs/pie, N-80 EUE	$\pm$ 21'
m.	Empacadura recuperable FHS para revestidor de 7", 29 lbs/pie a 12530'	$\pm$ 8'
n.	2 niple de 2 $^{7}/8$, 6.5 lbs/pie, N-80, EUE.	$\pm$ 21'
o.	Manga de circulación (XD-1) (cerrada) a 12505	$\pm$ 3'
p.	5 tubos de 2 $^{7}/8$", 6.5 lbs/pie, N-80 EUE.	$\pm$ 145'
q.	Empacadura recuperable FHS para revestidor de 7", 29 lbs/pie a 12360	$\pm$ 8'
r.	2 tubos de 2 $^{7}/8$", 6.5 lbs/pie, N-80, EUE.	$\pm$ 60'
s.	Manga de circulación (XD-1) (abierta) a 12300'	$\pm$ 3'
t.	2 tubos de 2 $^{7}/8$, 6.5 lbs/pie, N-80 EUE	$\pm$ 50'
u.	Tubo de 2 $^{7}/8$", 6.5 lbs/pie, N-80 EUE	$\pm$ 30'
v.	Mandril de 2 $^{7}/8$" colocado a 12243'	8'
w.	Botella de 3 $^{1}/2$ x 2 $^{7}/8$ a 12206	$\pm$ 1'
x.	Niple de 2 $^{7}/8$, 6.5 lbs/pie, N-80 EUE	$\pm$ 6'
y.	Niple 'X' de 3 $^{1}/2$" a 12200'	+ 1
z.	Tubería de 3 $^{1}/2$, 9.3 lbs/pie, N-80, EUE	$\pm$ 90'

5) Bajar tapón al mandril H colocado a $\pm$ 624' y probar la sarta. Sacar tapón.

6) Si la tubería no tiene fuga, continuar bajando tubería de 3 1/2". En caso contrario hay que sacar sarta para corregir falla.

   NOTA: colocar mandriles MMA de 3 1/2" a 11300' y 6000'.

7) Continuar bajando tubería hasta localizar empacadura a 12695'. Poner sobre peso de 10000 lbs. llevar a peso muerto, marcar y levantar 4 pies (la longitud de levantamiento depende de las unidades sellantes). Marcar el nivel en la rotaría, espaciar para colocarse en posición y colgar.

8) Bajar herramienta para cerrar manga de circulación - con tapón a 12300' y probar la tubería.

9) Probar unidades sellantes y empacadura con 1000 Lpc por anular y tubing.

10) Abrir manga de circulación a 12400'

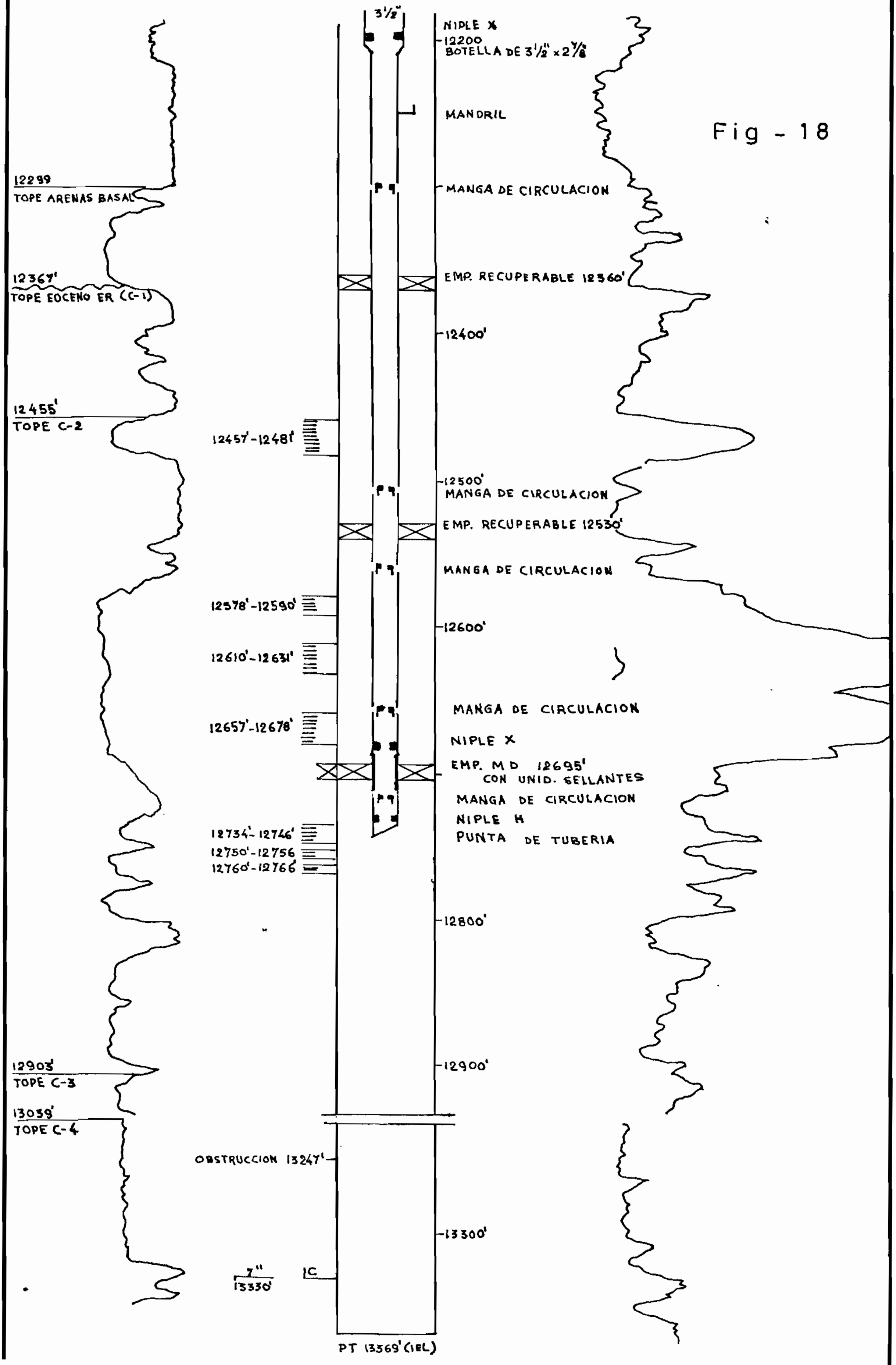
11) Quitar BOP e instalar arbol de navidad (probarlo con 5000 Lpc).

12) Cambiar al fluído de completación (gas-oil con 0.3% free-flow).

13) Realizar pruebas de producción.

COMPLETACION SIMPLE

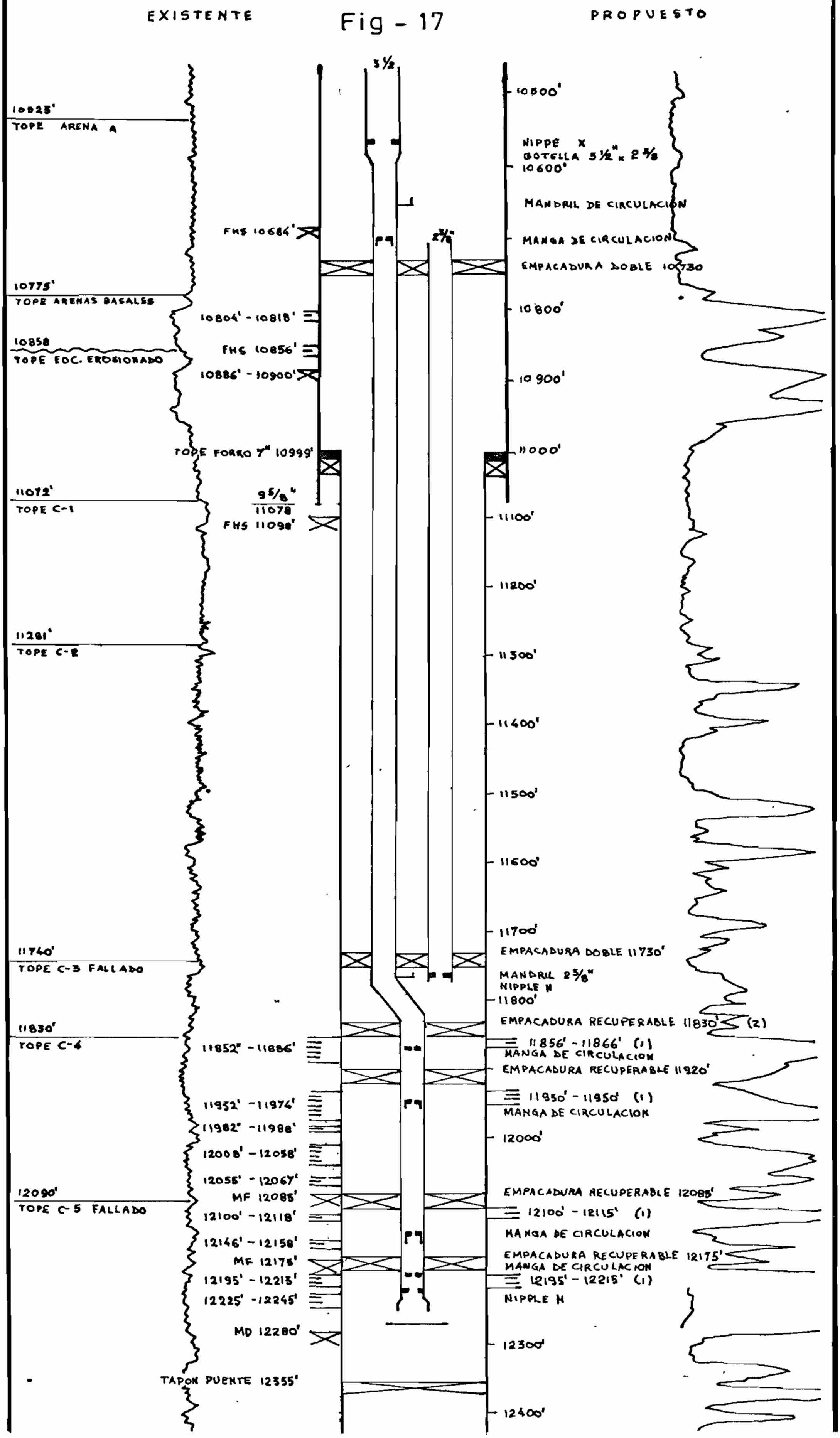
POZO: AM-VM-5



COMPLETACION DOBLE

POZO: AM-VM- 4

Fig - 17



3.3.2. Diseño de completación especial

Un nuevo diseño de completación se puede usar en pozos que por su gran profundidad y condiciones de presión y temperatura elevadas se considera especial.

a) Completación de pozo con forro ranurado

La completación que se programa usar en este pozo es del tipo sencillo y para este caso que se va a describir tiene adicionalmente un forro ranurado (Fig. 19).

La forma como se realizara la completación de un pozo profundo es la siguiente:

A) Corrida del forro de producción de 4 1/2".

B) Corrida con guaya del equipo especial para control de presión del pozo.

C) Corrida de la sarta de completación

A) Corrida del forro de producción de 4 1/2"

En pozos anteriormente terminados se experimentó completaciones de pozos con liner ranurado de 30' (3 1/2", 9.3 lbs/pie, P-105, BT, con ranuras 2" x 0.16, 6 ranuras por pie). Las consecuencias de este trabajo dieron como resultado el taponamiento por arena y sedimento del tubo ranurado.

Por el motivo expuesto hubo la necesidad de diseñar otro tipo de completación y fue la completación con "forro ranurado" (tubería 4 1/2", P-110, 15.1 lbs/pie, BT-STC con ranuras de 2" x 0.12", 10 ranuras por pie); dependiendo su longitud del espesor de la formación.

A continuación se detalla el programa de corrida del forro de 4 1/2", bajando el equipo en el orden siguiente:

a. Tubería de 4 1/2", 15.1 lbs/pie, P-110, BT-STC, con ranuras de 2" x 0.12" x 10 ranuras/pie (bajada con tapón ciego).

b. Tubería lisa de 4 1/2" de 15.1 lbs/pie, P-110 BT

c. Colgador Brown (CMC multicone Hanger). Este colgador debe tener un diámetro interno mayor que el forro de 4 1/2".

d. Liner swivel de 5 3/4" esta herramienta funciona como una agarradera, que al dar vuelta a la tubería drill-pipe suelta el forro.

e. Setting sleeve standard, sin tie-back al soltar el forro hace que suba la camisa, tapando los orificios de circulación.

NOTA: i) En el proceso de bajar el forro cuando este llegue al nivel de la zapata de 7" es conveniente circular el fluído que se encuentra en el hueco unas 2 horas, a fin de acondicionar el barro evitando así que el forro se pegue.

ii) Cuando se haya metido todo el forro se debe anotar el peso de la tubería (forro + drill pipe) de manera de efectuar los debidos controles al asentar el forro.

iii) La longitud del forro dentro del revestidor de 7" incluyendo herramienta de colgar, debe ser mayor de 150 pies.

B) Corrida con guaya del equipo especial para control de presión del pozo.

Las altas presiones de los pozos de petróleo o de gas obligan a usar equipos especiales con elementos que mantengan controlada la presión de la formación durante la completación del pozo; este elemento es el "pump out plug" (Apéndice III).

Después de bajar y colgar el forro de 4 1/2", el equipo especial se baja de la siguiente forma:

a) Empacadura fija para revestidor de 7", usando una extensión de aproximadamente 10' con la finalidad de proveer área adicional a las unidades sellantes (Apéndice II).

b) Extensión de 4 1/2", 15.1 lbs/pie, P-110, BT para dar facilidad en el momento de espaciar y colgar la sarta de producción.

c) Botella de 4 1/2" x 2 7/8" con cuellos BT x EUE respectivamente.

d) Tubería (niple) de 2 7/8", 6.5 lbs/pie, P-105, EUE. En este niple se depositará el bromoformo (Apéndice III), ± 10 pies.

e) Niple "X" de 2 7/8" (ID: 2.313") con "pump out plug" instalado en el mandril "PX".

f) Tubería (niple) de 2 7/8", 6.5 lbs/pie, P-105 EUE. Su uso es para dar facilidades operacionales en los trabajos subsiguientes.

g) Niple "H" de 2 7/8". Este niple es instalado para probar posibles fugas en la sarta de completación.

h) Casco de mula de 2 7/8 es un tubo con un corte inclinado situado en el final de la tubería.

NOTA: i) Este equipo debe ser chequeado y calibrado (pasar internamente tapón de acero de diámetro máximo por cada uno de los equipos de la completación).

ii) Cuando este equipo sea bajado, es necesario tomar en cuenta el factor de seguridad por tensión de la Guaya.

C) Corrida de la sarta de Completación

Después de tener controlada la presión de la formación usando el equipo especial, se comienza a bajar la sarta de completación con su respectivo equipo de producción de la siguiente manera:

a. Casco de mula de 2 7/8. Su función específica es la de facilitar el paso de la completación a través de la(s) empacadura(s) fijas o colgadores.

b. Niple "X" de 2 7/8". Siempre se baja en la primera parte de la sarta con la finalidad de permitir la prueba de la sarta de completación a medida que se va bajando en el hueco.

c. Unidades sellantes con localizador. Este último es muy útil para el espaciado y colgado de la sarta debido a que el localizador no permite que esta siga bajando.

d. Tubería de 3 1/2, 12.95 lbs/pie, C-75, EUE el uso de tubería eductora de grado C-75 es para evitar la corrosión de la tubería por acción del gas o de zonas altamente contaminadas.

e. Niple "R" de 3 1/2 usados generalmente para pozos profundos.

f. Tubería de 3 1/2, 12.95 lbs/pie, C-75, EUE.

g. Manga "RA" de 3 1/2 (ID: 2.562)

A continuación de este punto se continúa introduciendo tubería de 3 1/2" hasta llegar a la superficie.

NOTA: i) Después del punto g) se introducen niples "R", dependiendo el número de ellos de la profundidad del pozo. Su utilidad es la de asentar tapón en el mandril instalado en el niple y poder probar posible fuga en la sarta de completación.

ii) Para colgar la tubería en el "flanche", es necesario usar un tubo pulido con mejores propiedades de resistencia que los anteriores.

h. Después de tener colgada la tubería se procederá a quitar los B.OP. e instalar el árbol de navidad. También se pondrá registradores de presión de 0 - 10000 lpc en el anular u de 0- 15000 Lpc en el tubing.

i. Se cambia el fluído de completación por una solución de atapulgita (Apéndice V). Controlar la presión de bombeo para evitar la ruptura de los pines del P.O.P.

j. Se prueba el espacio anular con 3000 lpc aumentando la presión lentamente.

k. Se aumenta la presión lentamente por el tubing para romper los pines del pump out plug (Apéndice III).

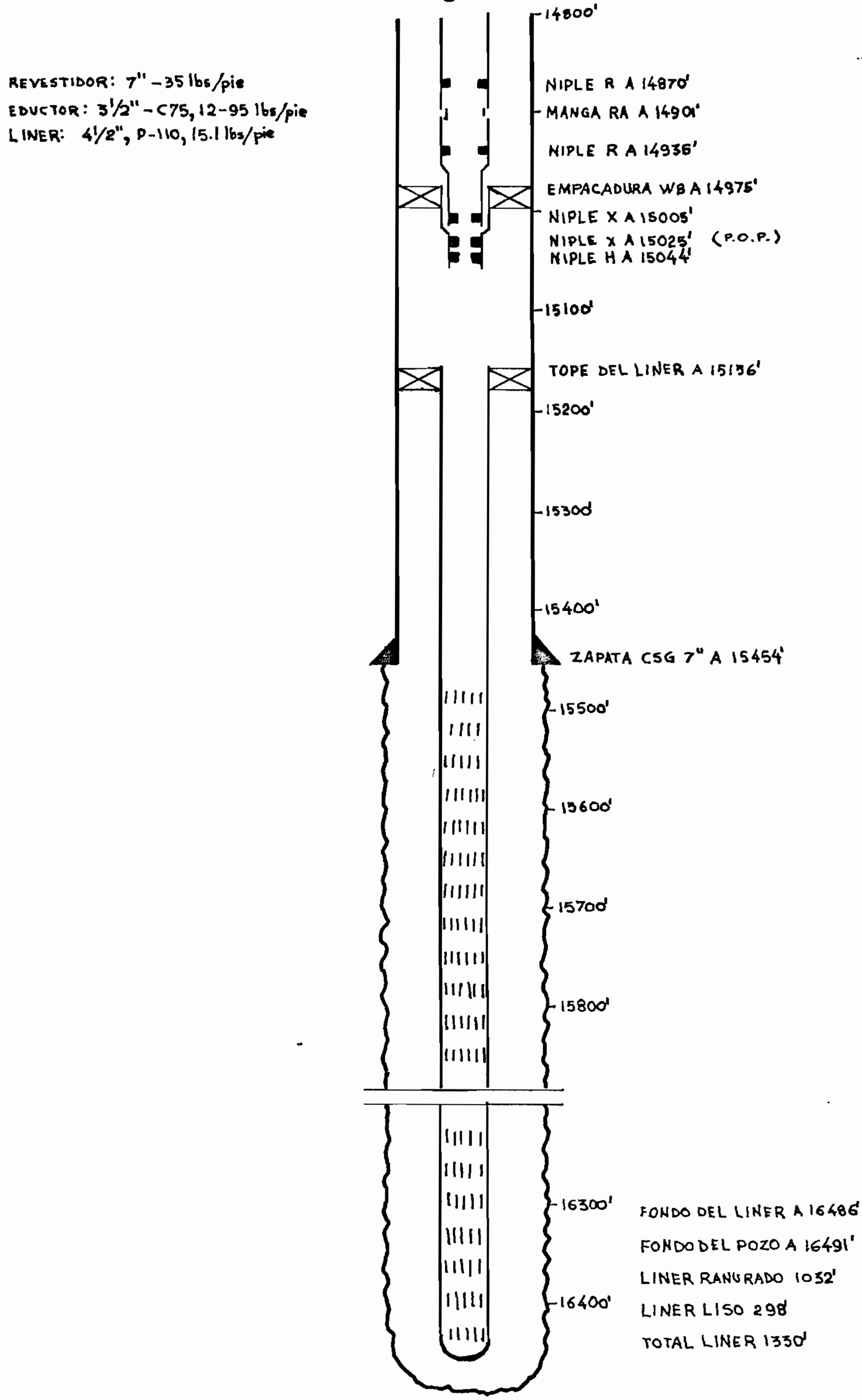
l. Instalar válvula de seguridad A-4 en el niple "R" más superficial para realizar operaciones en superficie, como instalar estrangulador de 1/8" y conectar líneas al separador.

m. Sacar válvula A-4 y también el P.O.P. y mandril PX instalados en el niple X. Después nuevamente se introduce la válvula de seguridad A-4.

n. Se chequea THP y CHP, y se pone a fluír el pozo llevando un control de presión, temperatura en el cabezal del pozo y en el separador.

ESQUEMA DE COMPLETACION

Fig - 19



IV. CONCLUSIONES

Una de las operaciones más críticas y donde debe tenerse especial cuidado es el período entre la bajada de los últimos tubos revestidores y el desplazamiento final del cemento.

Siempre, antes de proceder a bajar el revestidor al hueco es necesario acondicionar el barro o sea se debe tratar de que este tenga un punto cedente lo más bajo posible para que durante la cementación, el cemento de mayor punto cedente pueda barrer más fácilmente todo el lodo.

El uso de aditivos en el cemento siempre va hacer necesario para contrarrestar las propiedades y características de la formación.

En la cementación forzada, es conveniente aumentar la presión en un rango superior al que se venía haciendo, ya que la formación puede no estar aceptando cemento, no por estar saturada sino por falta de presión.

La manera como se cementa el revestidor de producción tiene una gran influencia en la completación ya que si no es debidamente cementado pueden causar una comunicación entre intervalos productores.

V. RECOMENDACIONES

Es recomendable realizar pruebas en el laboratorio del cemento que se va a usar en la operación de cementación.

Los métodos de cementación superficial y completación especial sería conveniente ponerlo en práctica en los casos que fueran necesario en nuestro país.

Hay que tener un límite de seguridad para las operaciones que están en función del tiempo.

No confiar en los contadores o manómetros de la Compañía contratista, tenerlo solo como referencia con respecto al volumen de los tanques.

Debe chequearse la tubería y equipo de producción a fin de que cumplan con todas las especificaciones del diseño.

El Ingeniero de campo debe estar presente en trabajos como medida de tubería, armazón de la cola de producción, disparo en la zona de interés, pruebas de empacaduras, control del peso del cemento, etc. etc.

Toda información o problema que se obtenda en las operaciones que se realizan en el pozo, deben ser enviadas al archivo del pozo.

APENDICE I

1. CALCULO DE LA PRESION MAXIMA DE CEMENTACION FORZADA Y GRADIENTE DE FRACTURA

La presión de fracturamiento de la formación está íntimamente relacionada con la operación de cementación forzada.

Durante la cementación forzada, debe obtenerse un rango de presión de $\pm$ 10% menor a la presión de fractura de la formación, para no dañarla o fracturarla. Este criterio se aplica en pozos con profundidades superiores a los 10000 pies.

En pozos con profundidades menores de 10000' se recomienda usar una presión de 400 Lpc a 500 lpc por debajo de la presión máxima de fractura; este criterio debe aplicarse también en áreas donde durante laperforación o reparación de un pozo se han detectado pérdidas de circulación.

Para calcular las presiones máximas a emplearse se usan las siguientes ecuaciones:

Pozos mayores de 10.000':

$$P_{max} = (G_{frac} - G_{fluído}) \times D \times 0.95 \qquad (1)$$

Pozos menores de 10.000':

$$P_{max} = (G_{frac} - G_{fluído}) \times D - 400 \text{ Lpc} \qquad (2)$$

Donde:

P_{max}: Presión máxima de cementación forzada a baja presión, (Lpc)

G_{frac}: Gradiente de fractura de la formación (Lpc/pie)

$G_{fluído}$: Gradiente de fluído en el hueco (Lpc/pie)

D : Profundidad al tope de las perforaciones. (Pies).

Es conveniente verificar el gradiente de fractura para cada pozo individual con la siguiente fórmula:

$$Gfrac = 0.264 + 0.736 \left(\frac{P_{fm}}{D} \right) + 0.037 \left(1 - \frac{P_{fm}}{D}\right) \frac{D}{1000}$$

P_{fm} : Presión de la formación (Lpc)

Ejemplo:

Datos: Pozo AM-VM-3

Peso del fluído en el hueco = 12.7 lbs/gal (95 lbs/pie^3)

Profundidad = 11271 pies (D)

Cuando no se tiene información sobre la presión de la formación, se la determina con el peso de la columna del barro que se ejerce hasta la zona productora.

Cálculo de la Presión de Formación (P_{fm})

P_{fm} = Peso del barro x Profundidad

$$Pfm = 95 \frac{lbs}{pie^3} \times \frac{1 \ Pie^2}{144 \ pulg^2} \times 11271 \ pies = 7436 \ Lpc$$

Cálculo del gradiente de fractura (Gfrac)

$$Gfrac = 0.264 + 0.736 \frac{P_{fm}}{D} + 0.037 \left(1 - \frac{P_{fm}}{D}\right) \frac{D}{1000}$$

$$G_{frac} = 0.264 + 0.736 \times \frac{7436}{11271} + 0.037 \left(1 - \frac{7436}{11271}\right) \frac{11271}{1000}$$

$$G_{frac} = 0.892 \text{ Lpc/pie}$$

Cálculo del gradiente del fluído ($G_{fluído}$)

$$G_{fluído} = \frac{\text{Peso de salmuera}}{\text{Fact. convers.}}$$

$$G_{fluído} = \frac{63 \text{ lbs/pie}^3}{144 \text{ pulg /pie}^2} = 0.4375 \frac{\text{Lpc}}{\text{pie}}$$

Cálculo de la presión máxima de fractura (P_{max})

$$P_{max} = (G_{frac} - G_{fluído}) \times D \times 0.95$$

$$P_{max} = (0.8920 - 0.4375) \times 11271 \times 0.95$$

$$P_{max} = 4866 \text{ Lpc.}$$

APENDICE II

UNIDADES SELLANTES

Las unidades sellantes son parte de la sarta de completación de un pozo, las mismas que están conformadas de una serie de retenedores de caucho que se adhieren por la parte interna de una empacadura fija (asentada previamente).

Como es de conocimiento general, la tubería de producción cuando es afectada por esfuerzos de presión, compresión tensión o temperatura puede sufrir acortamientos o alargamientos.

La finalidad de usar unidades sellantes son:

Permitir un mejor sello entre la tubería y el diámetro interno de la empacadura.

Por su longitud, permiten conservar un sello cuando la tubería se contrae o se alarga, ya que las unidades sellantes están libres para moverse cuando suceden estas alteraciones.

Los cambios en longitud en una sarta son debidos principalmente a los siguientes efectos:

Efecto de temperatura
Efecto de "ballooning"
Efecto de Pistón

La magnitud de cada uno de estos efectos se aprecia en la resolución del siguiente problema:

A un pozo completado como productor sencillo se le va a realizar un trabajo de estimulación con ácido después de las pruebas de producción.

Las condiciones del pozo y de la acidificación son:

Fluído en el anular: Atapulgita de 72 lbs/pie ^{3}

Temperatura de superficie (ST): 100°F

Temperatura estática del pozo (BHT): 320°F

Presión de fondo (BHP): 10400 Lpc a 13255'

Zapata del revestidor de producción: 15559'

Profundidad de la empacadura fija (L): 15400'

Densidad del ácido: 67 lbs/pie

Temperatura de inyección en la superficie (FT): 95°F

Presión en la tubería de trabajo (THP): 9800 Lpc

Presión en el espacio anular durante la acidific. (CHP):3000 Lpc

Tubería de 3 $^1/2$", 12.95 lbs/pie, N-80 (DI = 2.75")

Tubería de 2 $^7/8$", 8.60 lbs/pie, N-80 (DI = 2.165")

Empacadura fija modelo WB para revest. de 7", 35 lbs/pie

a. Efecto de temperatura.- Es debido a cambio en la temperatura promedia de la sarta.

$$DT = 0.7 \left(FT - \frac{BHT + ST}{2}\right) \qquad (1)$$

DT = Cambio en temperatura de la sarta de tubería, °F.

BHT= Temperatura estática de fondo del pozo, °F.

FT = Temperatura del fluído que está siendo bombeado °F

ST = Temperatura de superficie.

$$DT = 0.7\ (95 - \frac{320 + 100}{2})$$

$$DT = -\ 80°F$$

NOTA: El signo menos indica efecto de enfriamiento (contracción).

La fuerza de contracción por este efecto se calcula por la siguiente ecuación:

$$F_1 = 207\ As\ DT \qquad (2)$$

A_s = Area seccional de la tubería, pulg^2

$$A_s = \pi R^2 = \frac{3.1416\ (2.75)^2}{4} = 5.9396"$$

$$F_1 = 207 \times 5.9396 \times 80 = 98360 \text{ lbs.}$$

b. Efecto "Ballooning". Se produce debido a cambios en la presión promedia dentro o fuera de la tubería.

La fuerza debida a este efecto se calcula por la siguiente ecuación:

$$F_2 = 0.6\ (\Delta P_{ia} \times Ai - \Delta P_{oa} \times A_o) \qquad (3)$$

ΔP_{ia} = Cambio de presión promedia en la tubería.

ΔP_{oa} = Cambio de presión promedia en el anular

Ai = Area interna de la tubería

A_o = Area externa de tubería.

Cambio de presión promedia en la tubería (ΔP_{ia})

$$\Delta P_{ia} = THP + \frac{PH}{2} \qquad (4)$$

PH = Presión hidrostática debido al ácido (Lpc)

$$\Delta P_{ia} = 9800 \text{ Lpc} + \frac{0.47 \text{ Lpc/pie} \times 15400 \text{ pie}}{2}$$

$$\Delta P_{ia} = 13419 \text{ Lpc}$$

Cambio de presión promedia en el anular (ΔP_{oa})

$$\Delta P_{oa} = CHP + \frac{P_F}{2} \qquad (5)$$

CHP = Presión sobre el anular (Lpc)

PF = Presión debida al fluído en el anular (Lpc)

$$\Delta P_{oa} = 3000 \text{ Lpc} + \frac{0.5 \text{ Lpc/pie} \times 15400 \text{ Pies}}{2}$$

$$\Delta P_{oa} = 6850 \text{ Lpc}$$

Sustituyendo valores en (3)

$$F_2 = 0.6 \left(13419 \text{ Lpc} \times \frac{\Pi Di^2}{4} - 6850 \text{ Lpc} \frac{\Pi Do^2}{4}\right)$$

$$F_2 = 0.6 \left(13419 \text{ Lpc} \times \frac{3.14 \times 2.75^2}{4} - 6850 \times \frac{3.14 \times 3.5^2}{4}\right)$$

$$F_2 = 0.6 \ (79663 - 65871)$$

$$F_2 = 8275 \text{ Lbs.}$$

c. Efecto de pistón.- El producto de este efecto es debido a cambios en las presiones sobre o debajo de los sellantes actuando sobre alguna área.

El área donde actúan cambios de presión y donde los efectos de pistón se introducen en forma más severa son:

1. Parte superior de la(s) empacadura(s)
2. Botella(s)
3. Espesor de tubería
4. Unidades sellantes
5. Localizador de las unidades sellantes

El efecto de pistón se calcula por la siguiente ecuación:

$$F_3 = (A_p - A_i)\,\Delta P_i - (A_p - A_o)\,\Delta P_o \qquad (6)$$

A_p = Area interna de la empacadura, $pulg^2$

A_i = Area interna de la tubería, $pulg^2$

A_o = Area externa de tubería, pulg.

ΔP_i= Cambio de presión en la tubería a la profundidad de la empacadura.

ΔP_o= Cambio de presión en el anular a la profundidad de la empacadura.

Cambio de presión en la tubería a la profundidad de la empacadura (ΔP_i).

$$\Delta P_i = (THP + PH) - P_{Fc} \qquad (7)$$

PF_c = Presión del fluído de completación, (Lpc)

$$\Delta P_i = (9800 \text{ Lpc} + 0.47 \frac{\text{Lpc}}{\text{pie}} \times 15400 \text{ pies}) - (0.5 \frac{\text{Lpc}}{\text{pie}} \times 15400 \text{ pies})$$

$$\Delta P_i = 9338 \text{ Lpc}$$

Cambio de presión en el anular a la profundidad de la empacadura (ΔP_o).

$$\Delta P_o = CHP = 3000 \text{ Lpc}$$

Reemplazando valores en la ecuación (6)

$$F_3 = (8.2958 - 5.9396)\ 9338 \text{ Lpc} - (8.2958 - 9.6212)\ 3000 \text{ Lpc}$$

$$F_3 = 22002 - (-\ 3976)$$

$$F_3 = 25.978 \text{ Lbs.}$$

Es conveniente observar, que la diferencia de áreas en cada parte de la ecuación, determina el signo de la fuerza. (signo (+): contracción).(Signo (-): elongación).

NOTA: Cuando ΔP_o = 0 Lpc (condiciones estáticas), la fuerza sobre la tubería es hacia arriba, es decir de contracción.

Efecto Total

$$F = F_1 + F_2 + F_3 \qquad (8)$$

$$F = 98360 + 8275 + 25978$$

$$F = 132.613 \text{ Lbs.}$$

Con la fuerza resultante, el cálculo de contracción total viene determinado por la siguiente ecuación:

$$DL_C = \frac{L \times F}{E \times A_S} + \frac{r^2 \times F^2}{8\ E\ I\ (W_S + W_i - W_O)} \qquad (9)$$

DL_C = Contracción total

L = Profundidad de la empacadura = 15400

F = Fuerza resultante = 132613 Lbs.

E = Módulo de elasticidad para el acero 30 x 10^6 Lpc.

As = Area seccional de la tubería = 5.9396 $pulg^2$

r = Espacio radial entre tubería y revestidor

I = Momento de inercia de la tubería alrededor de su diámetro. (3.885 pulg para tubería de 3 1/2")

W_S = Peso de tubería por pulgada (lbs/pulg)

W_i = Peso de fluído dentro de la tubería (lbs/pulg)

W_O = Peso de fluído desplazado (lbs/pulg)

Cálculo de r

$$r = \frac{\text{D.I. rev. 7", 35 lbs/pie - D.O. tub. 3 1/2", 12.95 lbs/pie}}{2} \qquad (10)$$

$$r = \frac{6.004 - 3.5}{2} = 1.252"$$

Cálculo de W_S

$$W_S = 12.95\ \frac{lbs}{pie} \times \frac{1\ pie}{12\ pulg.}$$

W_S = 1.079 lbs/pulg

Cálculo de W_i

$$W_i = \text{Peso del acido (lbs/pie)} * \text{Area interna tub (pulg}^2)$$

$$W_i = 67\ \frac{lbs}{pie^3} \times \frac{3.1416\ (2.75)^2}{4}\ pulg^2 \times \frac{1\ pie^3}{(12\ pulg)^3}$$

$$W_i = 0.23\ \frac{lbs}{pulg}$$

Cálculo de W_o

$$W_o = 72\ \frac{lbs}{pie^3} \times \frac{3.1416\ (2.75)^2}{4}\ pulg^2 \times \frac{1\ pie^3}{(12\ pulg)^3}$$

$$W_o = 0.2475\ \frac{lbs}{pulg.}$$

Reemplazando valores en la ecuación 9.

$$DL_c = \frac{15400\ pies \times 132613\ lbs}{30 \times 10^6 \frac{lbs}{pulg^2} \times 5.9396\ pulg^2} + \frac{(1.252\ pulg)^2 \times (132613\ lbs)^2}{8 \times 30 \times 10^6 \frac{lbs}{pulg^2} \times 3.885\ pulg^4\ (1.079 + 0.23 + 0.2475)} \frac{1}{p}$$

$$DL_c = 11.46\ Pies + 18.99\ pulg \times \frac{Pie}{12\ pulg.}$$

DL_c = 12.04 pies de contracción.

APENDICE III

PUMP OUT PLUG
(P. O. P.)

El "Pump out plug" (P.O.P.) (Fig.) es una herramienta que consiste principalmente de un pistón, un mandril, un resorte y pasadores de acero. Al romper los pasadores, el pistón se desplaza a una posición donde permite el paso de fluído de la formación a la tubería de producción.

El P.O.P. se instala en el fondo del pozo para impedir que el flujo de petróleo y las altas presiones existentes en el yacimiento impidan la corrida de la sarta de completación.

Tomando en cuenta los problemas que pudieran causar los aumentos considerables de la presión de la formación en el momento en que se está completando el pozo, se estableció la conveniencia de utilizar el P.O.P. Este equipo está constituído en su totalidad de acero inoxidable lo que lo hace altamente resistente a cualquier condición severa de presión, temperatura, impactos, corrosión, etc. Es bajado en conjunto con un mandril "X" e instalado en el interior de un "landing Niple" y diseñado para resistir presiones diferenciales del orden de las 10000 Lpc.

Según la presión de ruptura, en el P.O.P. se instalan pasadores de 1/8" entre el pistón y el mandril. La presión requerida para poner en funcionamiento el P.O.P. es igual a la pre sión diferencial entre la presión del fondo y la presión hidrostática del fluído en la tubería, más el valor del pasador.

$$P_{req} = P_{fondo} + P_{pasador} - P_{hidrostático}$$

Al finalizar la completación del pozo se cambia el barro por atapulgita; que es el fluído de completación que queda en los pozos. Después, se procede a romper los pines del P.O.P. (más tarde es recuperado en conjunto con el mandril "X").

Los pozos que se perforan en el cretaceo por el hecho de ser profundos (>14000) requieren pesos altos de barro ≈(100 - 115 lbs/Pc), lo cual se consigue principalmente añadiendo barita (B_aSO_4). El asentamiento de sedimento del lodo de perforación (barita, bentonita, etc.) dificulta la recuperación del P.O.P., por tal motivo se hace uso de un fluído con mayor densidad que el lodo (bromoformo G.E. = 2.8). Llenando con bromoformo el niple de aproximadamente 10' instalado sobre el "pump out plug". Se evita que los sedimentos lo tapen y por lo tanto dificulten su pesca. Este fluído debe ser usado con extremo cuidado, debido a sus efectos nocivos parecidos al cloroformo.

Cálculo de presiones para romper los pines del P.O.P.

1. Presión de la columna a la profundidad de la manga (PM)

$$PM = Grad\ (lpc/pie) \times Profundidad\ (pies) = Lpc$$

Grad= Gradiente de presión de la salmuera.

$$Grad = \frac{\text{Peso del fluído (salmuera lbs/Pc)}}{\text{Fac. de conv.; 144 (pulg}^2\text{/pie}^2\text{)}} = Lpc/pie$$

2. Presión de la columna desde la manga hasta 10' por arriba donde está asentado el P.O.P. (Pc)

$$Pc = (\text{Profundidad tope niple-Prof. de la manga})\ \text{Grad. del barro}$$

$$\text{Gradiente del barro} = \frac{\text{Peso del barro (Lbs/Pc)}}{\text{Fact. de conv. (Pulg}^2\text{/pie}^2\text{)}} = Lpc/pie$$

3. Presión del bromoformo sobre el P.O.P. (P_{BF})

Gravedad específica del Bromoformo (γ) = 2.8

Densidad Bromoformo (ρ) = γbromoformo x Densidad del agua

$$\rho_{BF} = 2.8 \times 62.33 = 174.5\ Lbs/Pc$$

$$\text{Gradiente del bromoformo} = \frac{174.5\ (lbs/pc)}{144\ (pulg^2/pie^2)} = 1.21\ Lpc/pie$$

NOTA: El niple donde se encuentra depositado el bromoformo debe tener capacidad para 10 a 12 litros (3 galones).

$$P_{BF} = 1.21\ Lpc/pie \times \text{longitud del niple}$$

4. Presión de la formación (P_F)

$$P_F = \frac{W_b}{\text{Fact. Conv.}} \times D$$

W_b = Peso del barro que se usa hasta llegar a la profundidad total (lbs/Pc)

D = Profundidad total en pies

5. Presión de ruptura de los Pines (Ps)

Esta información será dada por la compañía de servicio.

6. Presión necesaria para romper los pines en condiciones operacionales ($P_{ruptura}$).

$$P_{ruptura} = (P_F + P_s) - (P_M + P_c + P_{BF})$$

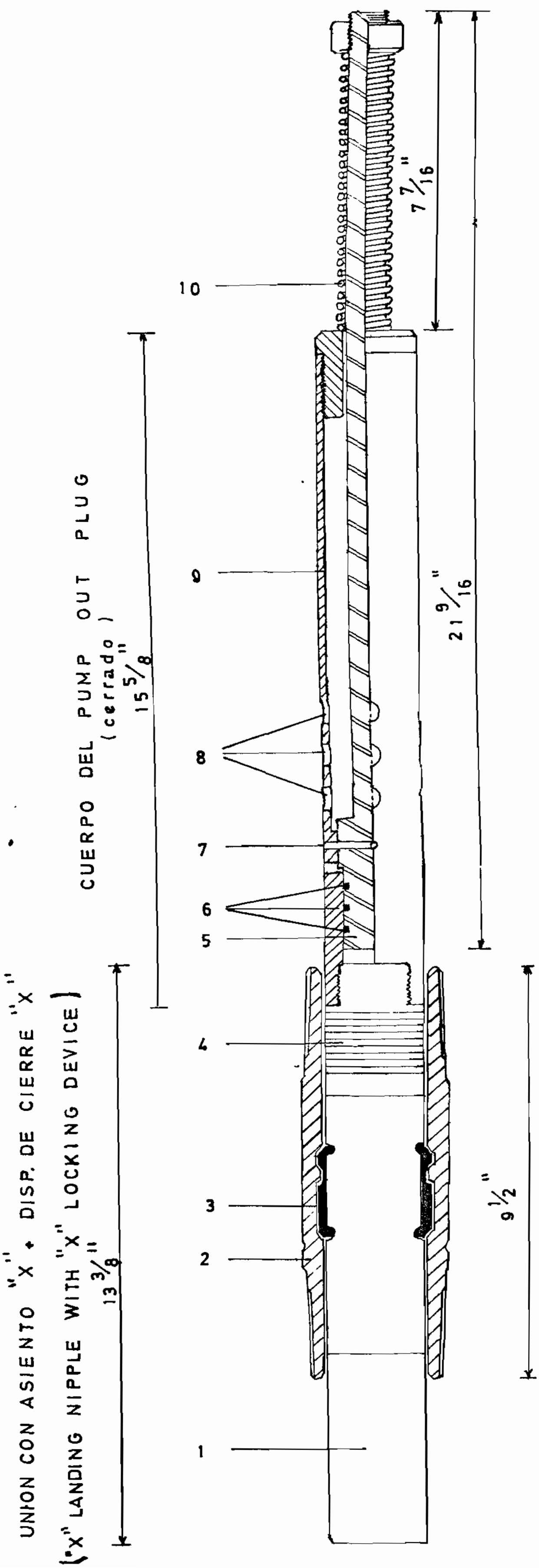


Fig - 20

Nº	CANT.	DESCRIPCION	O.D.
1	1	DISPOSITIVO DE CIERRE	$2\frac{9}{32}$"
2	1	UNION CON ASIENTO	$3\frac{1}{4}$"
3	2	DISPOSITIVO PARA PERNO	$2\frac{9}{16}$"
4	1	SELLOS DE CAUCHO	—
5	1	PISTON	$1\frac{3}{8}$"
6	3	ANILLOS	$\frac{1}{8}$"
7	4	PINES	$\frac{1}{8}$"
8	12	AGUJEROS DE CIRCUL.	$\frac{7}{16}$"
9	1	MANDRIL	$2\frac{1}{4}$"
10	1	RESORTE	$\frac{1}{8}$"

APENDICE 4

CORRIDA DE REVESTIDOR DE ______

EN LOCACION	Nº TUBER.	TIPO			ORDEN DE CORRIDA	LONGITUD (PIES)
		PESO	GRADO	CUELLO		
TOTAL						
VAN						
TOTAL						
NO VAN						
TOTAL						

APENDICE V

PREPARACION DE ATAPULGITA PARA SER USADA EN COMPLETACIONES DE POZOS PROFUNDOS

La completación de pozos profundos presentan problemas particulares. Si los barros de perforación son usados como fluídos de completación, un deterioro significativo puede resultar en caso de cañonear la formación. También se usa fluídos pesados sobre la empacadura, el asentamiento de sólidos traerá como consecuencia el pegamiento de las unidades sellantes y, problemas para la recuperación de la completación en futuras reparaciones del pozo.

Para eliminar esos problemas, se usa salmuera de 72 lbs/pc con el fin de desplazar el barro pesado de perforación, y un barro del mismo peso (72 lbs/pc) con base de salmuera (solución con atapulgita) para ser dejado en el espacio anular sobre la empacadura. La solución de atapulgita además de ser un fluído estable, debe contrarrestar los efectos de corrosión de la salmuera. Para lograr esto, se usa bicromato de sodio (inhibidor inorgánico de corrosión) y se le da alcalinidad con soda cáustica (pH: 9.5 - 10).

Preparación de solución con atapulgita

El consumo de química fue el siguiente:

360 bls. de salmuera (72 lbs/pc)

120 sacos de salt. water gel (100 lbs. c/u)

1 pipa de soda cáustica (400 lbs)

2 sacos de bicromato de sodio (100 lbs c/u)

2 sacos de unical (50 lbs. c/u)

Las condiciones que tiene que presentar esta solución mientras se está bombeando son:

Peso: 72 lbs/pc

Viscosidad: 50 segundos

pH : 9.5 - 10

VII. NOMENCLATURA

B	=	Altura del agua (cementación forzada)	Pie
D	=	Profundidad al tope de las perforaciones	Pie
Ds	=	Volumen total para desplazar cementación forzada	Bls.
E	=	Profundidad del fondo de la tubería	Pie
Gfract	=	Gradiente de fractura	Lpc/pie
L	=	Longitud de cola	Pie
P_{as}	=	Presión de asentamiento del tapón	Lpc
P_c	=	Presión de colapso	Lpc
P_E	=	Presión de estallido	Lpc
P_{fm}	=	Presión de formación	Lpc
P_h	=	Presión hidrostática	Lpc
P^*_{max}	=	Presión máxima de bombeo	Lpc
P_{max}	=	Presión máxima de cementación forzada	Lpc
T_F	=	Tiempo de fraguado	Min.
T_T	=	Tiempo total de bombeo	Min.
V_T	=	Volumen total de cemento	Bls.
X	=	Altura del cemento sin la tubería adentro	pie
X'	=	Altura del cemento con tubería adentro	pie

VIII. REFERENCIAS

1. GUILLERMO JOSE SALAS. "Equipo de producción de Petróleo. 1965.

2. COMPAÑIA HALLIBURTON. "Halliburton Cementing Tables".

3. MANUAL DE OPERACION DE PRODUCCION. "Oil & Gas Consultants Internacional, Inc.

4. H.F.W. TAYLOR. "La Química de los Cementos".

5. LESTER CHARLES UREN "Ingeniería de Producción de petróleo Desarrollo". Junio de 1969.

6. ING. ALBAN LUGO R. "Curso de Perforación". Marzo - 1975.

7. Mc CRAY & COLE. "Tecnología de la perforación de pozos petroleros". Marzo. 1970.

8. BOLETIN TECNICO ARPEL (Volumen IV Nº 2) Año 1975.

9. ING. FRANCISCO CEDEÑO. "Prácticas de Perforación, comple tación, reparación e inyección alternada de MARAVEN S.A."

10. CRAFT, HOLDEN AND GRAVES "Well Desing: Drilling and Production". Marzo - 1962.

11. E. CASTRO R. "Cementación forzada en el Lago de Maracaibo".

12. HUBERT M.K. AND WILLIS D.G. "Mecanics of Hidraulic fractur ing" trans AIME. 1957.

13. J.J.P. RISELL "Fracturing pressure in MARAVEN Lake Wells" Report 9206. Marzo 1977.

14. GEORGE E. CANNON. "Drilling and Production practice".

15. PETROLEO INTERNACIONAL "Pozo más profundo de Latino América" Febrero 1976.

16. MEDARDO VARGAS. "Toma de núcleo del pozo VLE - 720". Marzo 1977.

17. PETROLEO Y PETROQUIMICA INTERNACIONAL "Registro de adherencia". Mayo 1973.

18. R. FLOYD FARRI "Practical Evaluacion of cements for oil Wells".

19. COMPAÑIA MARAVEN S.A. "Manual de Operaciones".

20. PETROLEO INTERAMERICANO "Guías de artefactos de pesca petrolera", Enero 1965.

21. L.E. BUZARDE Jr., R.L. KASTOR, W.T. BELL, C.L. DE PRIESTER. "Production Operations course I. Well Completions".

22. SCHLUMBERGER. "Interpretación de perfiles". Edición 1972.